

# UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ

Colegio de Administración y Economía

**Modelo comparativo de evaluación técnica - económica de la generación eléctrica  
ejecutada en Ecuador entre 2008 y 2017 versus el incremento de energía proveniente de  
fuentes renovables no convencionales**

Proyecto de investigación

**Camila Villagómez Berrezueta**

**Economía**

Trabajo de titulación presentado como requisito  
para la obtención del título de  
Economista

Quito, 21 de mayo de 2019

UNIVERSIDAD SAN FRANCISCO DE QUITO USFQ  
COLEGIO DE ADMINISTRACIÓN Y ECONOMÍA

HOJA DE CALIFICACIÓN  
DE TRABAJO DE TITULACIÓN

Modelo comparativo de evaluación técnica - económica de la generación eléctrica ejecutada en Ecuador entre 2008 y 2017 versus el incremento de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales

**Camila Villagómez Berrezueta**

Calificación:

Nombre del profesor, Título académico

Santiago José Gangotena, Ph.D.

Firma del profesor

---

Quito, 21 de mayo de 2019

## Derechos de Autor

Por medio del presente documento certifico que he leído todas las Políticas y Manuales de la Universidad San Francisco de Quito USFQ, incluyendo la Política de Propiedad Intelectual USFQ, y estoy de acuerdo con su contenido, por lo que los derechos de propiedad intelectual del presente trabajo quedan sujetos a lo dispuesto en esas Políticas.

Asimismo, autorizo a la USFQ para que realice la digitalización y publicación de este trabajo en el repositorio virtual, de conformidad a lo dispuesto en el Art. 144 de la Ley Orgánica de Educación Superior.

Firma del estudiante:

---

Nombres y apellidos:

Camila Villagómez Berrezueta

Código:

00124420

Cédula de Identidad:

1721230272

Lugar y fecha:

Quito, 21 de mayo de 2019

## Agradecimientos

Agradezco a la Universidad San Francisco de Quito por darme las herramientas y conocimientos necesarios para culminar este trabajo. A mi familia, mis padres y hermanos, mi novio y mis amigos por apoyarme y acompañarme en esta etapa tan especial. A mi hija Felipa por ser mi inspiración y por quien me esfuerzo cada día más y a Dios por ser mi guía y quien siempre me cuida.

## RESUMEN

El presente estudio propone un análisis de la generación eléctrica nacional incluyendo inversiones y costos de energía, desde la perspectiva de la evaluación técnico-económica de proyectos. Sobre la base del marco conceptual de energía y energía y la metodología de evaluación de proyectos de inversión, se realiza un análisis comparativo del valor presente neto del costo de la energía, expresado en USD / kWh, de tres escenarios. El escenario real ejecutado por el gobierno, que significó la construcción de ocho plantas hidroeléctricas, tres plantas térmicas y algunos proyectos de energía renovable no convencional, en comparación con un segundo escenario basado en la concesión al sector privado de los nuevos grandes proyectos de generación y frente a un tercer escenario, en el que se excluyen algunos de los grandes proyectos realmente ejecutados, reemplazándolos con proyectos de energía renovable no convencionales ejecutados por el sector privado.

Los resultados muestran que, bajo las premisas establecidas en el presente estudio, el escenario real ejecutado no habría sido la mejor decisión, ya que presenta el mayor costo de la energía junto con otros problemas, como la falta de terminación de las obras, la falta de operación continua de algunos de ellos y el endeudamiento externo comprometido por el gobierno para su construcción. Los escenarios alternativos presentan un costo energético más bajo que, si se hubieran implementado, habría significado un impacto económico positivo para el país porque los recursos podrían haber sido canalizados a otras áreas más sensibles de la sociedad, como la salud o la educación.

Respecto a la matriz energética, el escenario real no cambió hacia un mayor aumento de las energías renovables no convencionales, ya que el gobierno promovió el aumento mayoritario de la energía hidroeléctrica. El presente estudio pretende ser la base para un análisis más profundo de cómo los recursos renovables no convencionales pueden aprovecharse mejor en Ecuador y profundizar los estudios de evaluación socioeconómica de este tipo de proyectos en la sociedad.

Palabras clave: evaluación de proyectos, matriz energética, energía renovable, energía termoeléctrica, energía hidroeléctrica, valor presente neto, costo energético.

## ABSTRACT

The present study proposes an analysis of the national electricity generation including investments and energy costs, from the perspective of projects technical-economic evaluation. Based on the conceptual framework of power and energy and the methodology of evaluation of investment projects, a comparative analysis of the net present value of the cost of energy, expressed in USD / kWh, of three scenarios is carried out. The real scenario executed by the government, which meant the construction of eight hydroelectric plants, three thermal plants and a few of non-conventional renewable energy projects, compared with a second scenario based on the concession to private sector of the new generation large projects and versus a third scenario, in which some of the large projects actually executed are excluded, replacing them with non-conventional renewable energy projects executed by the private sector.

The results show that the real scenario executed, under the premises established in the present work, would not have been the best decision, since it presents the highest cost of energy along with other problems, such as the non-completion of the works, lack of continuous operation of some of them and external indebtedness committed by the government for its construction. The alternative scenarios present a lower energy cost, which, if they would have been implemented, would have meant a positive economic impact for the country because the resources could have been channeled to other more sensitive areas of society such as health or education.

Regarding the energy balance matrix, the real scenario did not change it towards a greater increase in non-conventional renewable energies, since the government promoted the majority increase in hydroelectric energy.

The present study intends to be the basis for a more in-depth analysis of how non-conventional renewable resources can be harnessed better in Ecuador and to deepen studies of socio-economic evaluation of this type of projects in society.

Keywords: project evaluation, energy balance matrix, renewable energy, thermoelectric energy, hydroelectric energy, net present value, energy cost.

## Tabla de contenido

CAPÍTULO 1- .....	10
INTRODUCCIÓN .....	10
Antecedentes .....	10
Revisión De Literatura .....	12
Planteamiento Del Problema .....	16
Formulación Y Sistematización Del Problema.....	17
Objetivos De La Investigación .....	17
Justificación Del Proyecto .....	19
Aspectos Metodológicos .....	21
CAPÍTULO 2- .....	23
MARCO TEÓRICO.....	23
Concepto De Energía Y Potencia .....	23
Demanda De Energía Eléctrica .....	24
Factor de carga.....	27
Factor de utilización .....	27
Fuentes de energía.....	27
Tipos de centrales de generación .....	29
Transmisión de energía eléctrica .....	31
Conceptos de dirección de proyectos .....	31
Proyecto .....	31
Definición de proyecto de inversión .....	32
Metodologías de gestión de proyectos.....	32
Costos de inversión .....	32
Costos de operación y mantenimiento .....	32
Concepto de tarifa de venta de energía.....	33
Evaluación técnica – económica de proyectos .....	33
Otros criterios para la evaluación técnica- económica de proyectos .....	35
CAPITULO 3- .....	37
EVALUACIÓN ECONÓMICA Y RESULTADOS.....	37
Descripción de las alternativas.....	38
I.    INVERSIÓN ACTUAL EJECUTADA POR EL GOBIERNO: 8 HIDROELÉCTRICAS, 3	
TERMOELÉCTRICAS Y ALGUNOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE .....	39
II.    INVERSIÓN A CARGO DEL SECTOR PRIVADO: ESTADO COMPRA ENERGÍA.....	40

III. INVERSIÓN A CARGO DEL ESTADO SIN COCA CODO SINCLAIR, TOACHI PILATON, QUIJOS Y MACHALA POWER, COMPRA DE ENERGIA RENOVABLE NO CONVENCIONAL AL SECTOR PRIVADO .....	40
Análisis de los resultados obtenidos .....	41
1. Configuración de la generación de electricidad.....	41
2. El uso de combustible .....	43
3. Configuración de los sistemas de transmisión.....	44
4. Programa de desembolsos de los proyectos .....	45
5. Costos de la energía .....	48
6. Modalidad de contratación comercial .....	60
7. Programa de implementación.....	61
8. Impacto ambiental .....	62
9. Beneficio económico a la sociedad .....	63
Conclusiones .....	65
Recomendaciones .....	67
Referencias Bibliográficas .....	68



## Índice de tablas y gráficos

Tabla 1: Proyectos realizados en el período 2008-2017 .....	42
Tabla 2: Configuración de la electricidad en Mw para las tres alternativas .....	43
Tabla 3: Costo del combustible de los tres escenarios entre 2008-2017 .....	44
Tabla 4: Costo de inversión en transmisión entre 2008-2017 .....	45
Tabla 5: Flujo de desembolsos de inversión realizada en escenario 1 en millones de dólares ..	46
Tabla 6: Flujo de desembolsos de inversión realizada en escenario 3 en millones de dólares ..	47
Tabla 7: Costo de compra de energía por tipo de generación.....	49
Tabla 8: Flujo de fondos del escenario 1 para el período 2008-2017 .....	50
Tabla 9: Flujo de fondos del escenario 2 para el período 2008-2017 .....	53
Tabla 10: Flujo de fondos del escenario 3 para el período 2008-2017 .....	56
Tabla 11: Costo de la energía en usd/kWh para los tres escenarios .....	59
Gráfico 1: VPN del flujo de caja en millones de dólares .....	59
Gráfico 2: VPN del costo de la energía en [usd/kWh].....	60

# **CAPÍTULO 1-**

## **INTRODUCCIÓN**

### **Antecedentes**

El sector eléctrico de nuestro país es de gran importancia para el crecimiento y desarrollo económico. La electricidad constituye el motor permanente del sistema productivo, ya sea en la industria o el comercio. Además, es fuente de consumo para los hogares lo que permite mejorar los niveles de vida de los ecuatorianos.

El gobierno de la década pasada denominado de La Revolución Ciudadana, se ha sustentado en diversas políticas basadas en el buen vivir para el desarrollo. De esta manera ha priorizado las acciones del sector eléctrico mediante la implementación de programas de fortalecimiento de la matriz productiva a través del cambio de la matriz energética. Este proceso se diseñó analizando la condición geográfica, la riqueza natural del país, así como la optimización de los recursos naturales, basándose en indicadores, estudios y proyecciones.

Para cumplir esta política de cambio de la matriz energética y porque se obtuvieron ofrecimientos en firme del Gobierno chino para financiar la construcción de las grandes centrales hidroeléctricas, el Gobierno priorizó esta construcción incluyendo aquellos proyectos que tenían estudios de pre factibilidad y factibilidad terminados, los mismo que se realizaron en la década de los 80 y 90 por el entonces INECEL, Instituto Ecuatoriano de Electrificación.

Al priorizar la construcción de mega centrales hidroeléctricas, se dejó a un lado la construcción de otro tipo de proyectos de generación que hubieran contribuido a tener un mejor equilibrio energético en la matriz con ventajas medioambientales importantes. Por

ejemplo, no se priorizó la generación en base al gas asociado de petróleo, gas natural ni tampoco el desarrollo a gran escala de proyectos fotovoltaicos, eólicos y de otro tipo de energía no convencional. De estos últimos se construyeron muy pocos proyectos cuya capacidad total en megavatios es marginal frente a la capacidad de generación hidroeléctrica y termoeléctrica.

A pesar de la gran inversión realizada que significó la construcción de más de ocho mega centrales hidroeléctricas, con un monto de inversión sobre los \$5000 MMUSD, a la presente fecha año 2019, los resultados no han sido satisfactorios. La mayoría de estas centrales han tenido problemas constructivos y operativos y en algunos casos, inclusive, no se terminó su construcción.

Por lo tanto, se ha identificado que existió un problema de planificación que priorizó la construcción de mega obras de cualquier tipo en lugar de desarrollar un verdadero cambio de matriz energética que debió haber priorizado el uso de energías renovables no convencionales o de otro tipo de fuentes de menor impacto medioambiental.

## Revisión De Literatura

La energía eléctrica es una de las principales fuentes energéticas que se consumen en nuestro planeta. Esta constituye uno de los insumos productivos más importantes ya que da paso a diversas aplicaciones como luz, movimientos mecánicos, efectos caloríficos, químicos, entre otras actividades, en las cuales la industria y la tecnología presentan continuamente avances, que permiten mejorar los procesos productivos. Por otro lado, la energía eléctrica para el uso doméstico es igualmente indispensable, ya que potencia los diferentes electrodomésticos o el transporte que se utilizan a diario con el fin de mejorar la calidad de vida de todos los seres humanos.

Debido a que la energía eléctrica constituye un factor fundamental para el desarrollo de las personas y las industrias, los países han incentivado el uso de diversas fuentes para obtener y generar dicha energía. En la actualidad, la energía primaria que se consume a escala global es fuertemente dependiente de las fuentes de energía fósiles: petróleo, gas natural y carbón. Sin embargo, la energía hidráulica, considerada energía renovable, ha ido adquiriendo mayor uso en los últimos 30 años (Arroyo, 2008). A esto se han sumado diversas fuentes de energías renovables no convencionales, que han adquirido relevancia en el escenario mundial debido a la creciente conciencia ambiental que se ha generado en los últimos años.

El uso de energía renovable es visto como un componente esencial para combatir el cambio climático. Países como Estados Unidos, han tratado de promover el uso de energías limpias como la hidráulica, eólica, biocombustibles, fotovoltaica y geotérmica. De igual forma lo han hecho países como China, con fuentes de energía fotovoltaica y geotérmica, Canadá y Brasil con energía hidráulica o Alemania con importantes fuentes de energía eólica.

La mayoría de estas energías tienen ciertas características en común: grandes costos fijos y costos variables bajos o nulos, y, en consecuencia, costos promedio que dependen mucho de los niveles de producción. Eólica, solar, hidroeléctrica, geotérmica, mareomotriz y de conversión de residuos en energía, requieren capital inicial considerable antes de que se genere cualquier energía, pero no tienen costos de combustible. Sus únicos costos continuos son el mantenimiento y la operación, más algún aporte de energía en el caso de la energía de los residuos. Por el contrario, las centrales eléctricas de combustibles fósiles tienen importantes costos de combustible: una central termoeléctrica puede usar 10.000 toneladas de carbón al día, con un costo de entre \$ 50 y \$ 100 por tonelada, por lo que los costos de combustible pueden ser entre medio millón y un millón de dólares diarios (Heal, 2009).

El hecho de que las fuentes de energía renovables son generalmente intensivas en capital y no tienen altos costos de funcionamiento, tiene una implicación interesante. Si en la actualidad se construye una central eólica, o de otra fuente renovable se proveerá electricidad gratuita a sus usuarios para los próximos cuarenta años (Heal, 2009).

A partir de este análisis, nace una disyuntiva para los gobiernos de si es más caro producir energía no renovable o, si el costo de producir energías renovables es mucho menor. Si este fuera el caso, ¿puede cubrir la demanda total la producción de energías renovables? Es complicado presentar una respuesta clara según lo estipula Geoffrey Heal en su artículo "The Economics of Renewable Energy".

Reorientar los sistemas de energía actuales hacia una dependencia mucho mayor en tecnologías con poco o ningún porcentaje de emisiones de dióxido de carbono es un desafío inmenso. En general, se ha sugerido que un gran aumento de las tasas de innovación energética requiere de la creación de una importante demanda de tecnologías bajas en carbono, el aumento sustancial de los fondos federales para la investigación "bien

administrada", y en algunos casos, el soporte para el despliegue inicial de nuevas tecnologías (Henderson & Newell, 2010).

Los puntos de vista de la reestructuración en la industria eléctrica en las últimas dos décadas han sido impulsados principalmente por la búsqueda de cuasi-rentas que tienen resultado de las inversiones en capacidad de generación, acuerdos de compra de energía y otras estrategias cuyo pago se revela durante largos períodos de tiempo. Estas estrategias crean fluctuaciones en la relación entre el costo promedio y el costo marginal de producir y entregar electricidad a los consumidores (Borenstein & Bushnell, 2015). Para algunos especialistas, la mayor motivación política para la reestructuración es el cambio de renta y no las mejoras eficientes. Esta explicación es apoyada por el aumento y la disminución observados del entusiasmo político para la reforma de la electricidad.

En Ecuador, en los últimos 40 años la matriz energética ha estado basada exclusivamente en la producción de energía eléctrica en energía proveniente de combustibles fósiles y de recursos hidroeléctricos. Con respecto a la energía proveniente de combustibles fósiles como petróleo y gas, en primer lugar, es energía no renovable y en segundo lugar el problema es que genera una huella ambiental bastante grande. La contaminación que se produce causa graves estragos al medio ambiente, sobre todo en nuestro país, en donde el petróleo se encuentra en la Región Amazónica, la cual posee una gran biodiversidad, la misma que se ve afectada por las actividades asociadas a la explotación petrolera (El Universo, 2014).

Con respecto a la energía hidroeléctrica, si bien el agua es considerada como recurso limpio, las obras de infraestructura necesarias para el aprovechamiento producen impactos ambientales de consideración. En la última década, el gobierno ecuatoriano como política para el cambio de matriz energética, priorizó la construcción de ocho grandes centrales hidroeléctricas cuya capacidad instalada supera los 3000 MW.

La matriz energética pasó entonces de estar conformada por aproximadamente 50% energía termoeléctrica y 50% energía hidroeléctrica, a 56,19% energía hidroeléctrica, 41,33% energía termoeléctrica y 2,48% energías renovables no convencionales. (ARCONEL, 2018). Con estas nuevas centrales hidroeléctricas, la capacidad instalada total en el Ecuador ha superado los 8000 MW, siendo la demanda actual de aproximadamente un 50% de esta capacidad. Esto es un problema ya que se está desaprovechando la capacidad y subutilizando las centrales hidroeléctricas que han sido costosamente construidas en el país (El Comercio, 2017).

Si bien el gobierno anterior, priorizó la construcción de centrales hidroeléctricas, se hizo muy poco en la implementación de centrales energéticas que usen energías renovables no convencionales. En cuanto al gas asociado de petróleo, el cual es un elemento que sale naturalmente de la explotación petrolera, y cuyo uso principal uso es generación eléctrica, ha sido muy poco aprovechado en los últimos 10 años. Se estima que se generan menos de 100MW con este combustible, cuyo costo es prácticamente nulo.

Nuestro país es rico en recursos naturales, los cuales que nos permitirían generar nuevos tipos de energía que provenga de recursos renovables. Este tipo de energía es considerada como inagotable por la capacidad que tiene de regenerarse por medios naturales, y además es energía limpia, de ahí su gran importancia e impacto en el desarrollo de los países en los últimos años (Perez, 2017). Por su ubicación y características físicas y geográficas, el Ecuador cuenta con casi todas las fuentes de energía renovables no convencionales. Actualmente existen algunas centrales de generación operando, pero su aporte en la capacidad instalada ha sido marginal. En cuanto a la energía fotovoltaica, nuestro país, por estar localizado en la línea ecuatorial,

la exposición al sol es de las más altas del mundo, contando con diversas zonas en donde capturar la energía solar sería bastante provechoso.

La energía proveniente de la biomasa de igual forma cuenta con un gran potencial ya que tenemos un terreno agrícola del cual se puede obtener caña de azúcar y otros productos, cuyos desechos son combustibles como el bagazo de la caña. La energía eólica también puede ser muy aprovechada en zonas donde se tienen fuertes corrientes de viento tanto en la Sierra como en Galápagos. Como un último ejemplo se puede mencionar la energía geotérmica por el alto potencial volcánico que tiene el Ecuador (Ministerio de Electricidad y Energía Renovable, 2017).

Por lo mencionado anteriormente, el Ecuador tiene una gran oportunidad para aprovechar los diversos recursos que posee y dar un paso hacia una generación de energía limpia más eficiente.

## **Planteamiento Del Problema**

El principal problema identificado es una ineficiencia en el uso de los recursos públicos que priorizó la construcción de mega proyectos a un altísimo costo a través de endeudamiento. Esto implicó que el país tenga una sobre capacidad de generación instalada, frente a la demanda de energía interna en lugar de diversificar la generación de energía con otras fuentes, con costos de inversión más bajos y con la participación del sector privado en la inversión.

Al problema principal, aportan los siguientes problemas secundarios como la falta de estudios de evaluación financiera económica, en diversos escenarios para determinar la mejor alternativa de inversión. También, la falta de cumplimiento de la planificación por motivos políticos y por falta de una gestión profesional. La carencia de una política



clara de inversión en los sectores estratégicos, específicamente en el sector eléctrico para permitir la participación del sector privado y una falta de metodologías formales para la ejecución de proyectos e inversión.

## **Formulación Y Sistematización Del Problema**

Para poder determinar el problema de investigación se realizó la siguiente pregunta: ¿Es posible determinar la mejor alternativa de inversión usando los modelos de evaluación financiera y económica de proyectos, en el análisis del escenario actual de inversión en centrales hidroeléctricas versus dos escenarios alternativos usando generación de otras fuentes o a través de la concesión de proyectos energéticos?

Una vez establecida la pregunta, se determina la sistematización del problema a través de las siguientes preguntas: ¿Cuál es el marco contextual para la evaluación financiera y económica de proyectos de inversión? ¿De qué manera se gestionan los proyectos de infraestructura en el sector de generación eléctrica? ¿Cuáles son los indicadores financieros que permiten determinar la mejor alternativa en los escenarios planteados? ¿Cuáles son otros parámetros o variables que aportaran los criterios para completar la evaluación técnica- económica de los escenarios que se plantean? ¿Cuáles serían las oportunidades de mejora en la planificación energética del país?

## **Objetivos De La Investigación**

El objetivo general del presente trabajo de investigación es realizar una evaluación técnica -económica para determinar los costos, beneficios y otros criterios de evaluación técnica entre tres escenarios. Considerando como escenario base la inversión realizada por el gobierno en el período 2008-2017 de ocho grandes centrales hidroeléctricas, tres

plantas termoeléctricas y algunos proyectos de energía renovable, versus, en primer lugar, la alternativa de concesionar al sector privado los proyectos antes mencionados, y, en segundo lugar, versus la alternativa de no haber construido las centrales hidroeléctricas Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón, Quijos, y la planta térmica Machala Power, y en su lugar haber construido proyectos de generación de energías renovables.

Además, es necesario establecer objetivos específicos como analizar el marco contextual de la energía eléctrica, fuentes de generación eléctrica de la gestión de proyectos e inversión, y de la evaluación técnica- económica de proyectos. Realizar un análisis de la situación actual del parque de generación existente, la matriz energética, los costos de energía y los beneficios actuales derivados de la construcción y operación de las ocho grandes centrales hidroeléctricas, tres plantas termoeléctricas y algunos proyectos de energías renovables construidas en el período 2008-2017.

Realizar el análisis de la razonabilidad de los costos invertidos versus lo programado y los beneficios obtenidos para el escenario actual. Realizar la evaluación financiera económica y análisis de sensibilidad de los tres escenarios indicados, para determinar estimaciones de las principales variables, con el objeto de establecer los costos y beneficios. Por último, realizar el análisis comparativo de las principales variables como costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, beneficios socioeconómicos, medioambientales, uso del combustible, configuración de los sistemas de transmisión, costos de la energía, programa de desembolsos, modalidad de contratación comercial y programa de implementación.

## **Justificación Del Proyecto**

En Ecuador, en los últimos 40 años la matriz energética ha estado basada exclusivamente en la producción de energía eléctrica en energía proveniente de combustibles fósiles y de recursos hidroeléctricos. Con respecto a la energía proveniente de combustibles fósiles como petróleo y gas, en primer lugar, es energía no renovable y en segundo lugar el problema es que genera una huella ambiental bastante grande. La contaminación que se genera causa graves estragos al medio ambiente, sobre todo en nuestro país, en donde el petróleo se encuentra en la Región Amazónica, la cual posee una gran biodiversidad, la misma que se ve afectada por las actividades asociadas a la explotación petrolera (El Universo, 2014).

Con respecto a la energía hidroeléctrica, si bien el agua es considerada como recurso limpio, las obras de infraestructura necesarias para el aprovechamiento producen impactos ambientales de consideración. En la última década, el gobierno ecuatoriano como política para el cambio de matriz energética, priorizó la construcción de ocho grandes centrales hidroeléctricas cuya capacidad instalada supera los 3000 MW. Estas centrales son las siguientes: Coca-Codo Sinclair 1500 –MW, Sopladora 487 MW, Quijos 50 MW, Toachi-Pilatón 254 MW, Delsintanisagua 180 MW, Manduriacu 65 MW, Mazar-Dunas 21 MW y Minas San Francisco de 250 MW. (CELEC, 2018).

La matriz energética pasó entonces de estar conformada por 50% energía termoeléctrica y 50% energía hidroeléctrica, a 56,19% energía hidroeléctrica, 41,33% energía termoeléctrica y 2,48% energías renovables no convencionales. (ARCONEL, 2018). Con estas nuevas centrales hidroeléctricas, la capacidad instalada total en el Ecuador ha superado los 8000 MW, siendo la demanda actual de aproximadamente un 50% de esta capacidad. Esto es un problema ya que se está desaprovechando la capacidad y subutilizando las centrales hidroeléctricas que han sido costosamente construidas en el

país (El Comercio, 2017). Inclusive, algunas hasta la realización del presente trabajo, no han sido construidas en su totalidad, por ejemplo, la central Toachi Pilatón.

Si bien el gobierno anterior, priorizó la construcción de centrales hidroeléctricas, se hizo muy poco en la implementación de centrales energéticas que usen energías renovables no convencionales, cuya capacidad instalada actual no llega a los 50MW. En cuanto al gas asociado de petróleo, el cual es un elemento que sale naturalmente de la explotación petrolera, y cuyo uso principal es generación eléctrica, ha sido muy poco aprovechado en los últimos 10 años. Se estima que se generan menos de 100MW con este combustible, cuyo costo es prácticamente nulo.

Nuestro país es rico en recursos naturales, los cuales nos permitirían generar nuevos tipos de energía que provenga de recursos renovables. Este tipo de energía es considerada como inagotable por la capacidad que tiene de regenerarse por medios naturales, y además es energía limpia, de ahí su gran importancia e impacto en el desarrollo de los países en los últimos años (Perez, 2017). Por su ubicación y características físicas y geográficas, el Ecuador cuenta con casi todas las fuentes de energía renovables no convencionales. Actualmente existen algunas centrales de generación operando, pero su aporte en la capacidad instalada ha sido marginal. En cuanto a la energía fotovoltaica, nuestro país, por estar localizado en la línea ecuatorial, la exposición al sol es de las más altas del mundo, contando con diversas zonas en donde capturar la energía solar sería bastante provechoso.

La energía proveniente de la biomasa de igual forma cuenta con un gran potencial ya que tenemos un terreno agrícola del cual se puede obtener caña de azúcar y otros productos, cuyos desechos son combustibles como el bagazo de la caña. La energía eólica también puede ser muy aprovechada en zonas donde se tienen fuertes corrientes de viento tanto en la Sierra como en Galápagos. Como un último ejemplo se puede mencionar la

energía geotérmica por el alto potencial volcánico que tiene el Ecuador ( de Electricidad y Energía Renovable, 2017).

Por lo mencionado en los párrafos anteriores, se considera que el Ecuador tiene una gran oportunidad para aprovechar los diversos recursos que posee y dar un paso hacia una generación de energía limpia más eficiente. Si bien las centrales hidroeléctricas representan un avance para la contribución medioambiental, es fundamental poder realizar un estudio más profundo de cómo se puede aprovechar aún más los otros tipos de recursos renovables no convencionales. Sin duda es importante que los gobernantes a cargo de estas políticas, puedan realizar un trabajo más consciente y eficiente en donde se puedan optimizar los recursos públicos para invertir en proyectos en los cuales se busque la eficiencia energética, beneficios económicos y sobre todo el bienestar social y medioambiental.

Al realizar el análisis que se plantea en el presente trabajo, se logrará determinar los indicadores técnicos, financieros y económicos que justifican la inversión en centrales de generación provenientes de fuentes renovables no convencionales, permitiendo un mejor equilibrio de la matriz energética, promoviendo la participación del sector privado en la inversión, por ende, generando beneficios a la sociedad y a la naturaleza.

## **Aspectos Metodológicos**

Para llevar a cabo la investigación, se usa la investigación exploratoria: recopilación de información sobre energía eléctrica existente, aprovechamientos naturales, proyección de demanda, costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, planes de requerimientos energéticos, entre otros.

Específicamente, la información necesaria incluiría la capacidad de generación instalada por tipo, incluyendo termoeléctrica, hidroeléctrica, eólica, fotovoltaica y otras. Demanda de energía en los últimos 10 años. Proyecciones de demanda de energía para los próximos 10 años. Costos de inversión (CAPEX) y costos de operación y mantenimiento (OPEX) de los proyectos de generación en los últimos 10 años. Principales aprovechamientos de energía renovables no convencionales listados en el catálogo de aprovechamientos del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.

Planes de expansión por tipo de generación para los próximos 10 años, incluyendo tipos de proyectos, presupuestos estimados para los nuevos proyectos y los plazos requeridos. Información sobre disponibilidad de combustibles fósiles utilizables para generación eléctrica para los próximos 10 años. Información de costos de compra venta de energía. Se solicitó esta información a las instituciones como el ARCONEL, Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, Ministerio de Hidrocarburos y Semplades; se recabó información y datos necesarios sobre los temas a investigar, de fuentes bibliográficas y digitales.

## **CAPÍTULO 2-**

# **MARCO TEÓRICO**

### **Introducción**

En este capítulo se presentan los conceptos principales sobre energía, potencia, fuentes de energía, desarrollo y evaluación de proyectos de infraestructura.

El objetivo del capítulo es establecer el marco contextual que sustenta el tema y desarrollo de la presente investigación.

### **Concepto De Energía Y Potencia**

La energía es la capacidad de los sistemas para realizar un trabajo. Según la forma o el sistema físico en que se manifiesta, se consideran diferentes formas de energía: térmica, mecánica, eléctrica, química, electromagnética, nuclear, luminosa, etc. Aunque la energía puede cambiar de forma en los procesos de conversión energética, la cantidad de energía se mantiene constante conforme con el principio de conservación de la energía que establece que la energía ni se crea ni se destruye, sólo se transforma". Por consiguiente, la energía total de un sistema aislado se mantiene constante y en el universo no puede existir creación o desaparición de energía, sino transferencia de un sistema a otro o transformación de energía de una forma a otra. La unidad de medida de la energía en el sistema internacional (SI) es el julio (J). (Foro Nuclear, 2010)

La energía es la consecuencia de la actuación mediante interacciones o intercambios de los cuatro tipos de fuerzas fundamentales de la naturaleza: gravitatoria, electromagnética, nuclear fuerte y nuclear débil.

La potencia es el trabajo realizado por un sistema en la unidad de tiempo. Cuando se refiere a un proceso se define como la variación de energía registrada en el tiempo utilizado entre la situación de partida y la final. En consecuencia, la potencia mide la rapidez con que se transforma la energía. (Foro Nuclear, 2010)

Su unidad en el sistema internacional (SI) es el vatio, definido como la potencia de una máquina que realiza el trabajo de 1 julio en el tiempo de 1 segundo. Su símbolo es W. En consecuencia, si elevamos 101 g de masa a la altura de un metro en un segundo, estamos desarrollando la potencia de 1 vatio. La potencia es por tanto la capacidad de hacer trabajo en el tiempo, mientras la energía es la disponibilidad almacenada para realizar ese trabajo y éste es la medida de lo realmente hecho. (Foro Nuclear, 2010)

Como ejemplos en el caso de generación de electricidad se puede citar la energía hidráulica, la cual se almacena en el movimiento del agua de un río que corre hacia altitudes más bajas. Esta energía es aprovechada para mover turbinas hidráulicas y generar electricidad. Otro ejemplo es la energía proveniente del viento, la cual es aprovechada para mover turbinas eólicas y generar electricidad. Los combustibles fósiles como el petróleo y el gas natural son fuentes de energía química y permiten transformar esta energía en energía térmica y mecánica y a la vez en energía eléctrica.

### **Demanda De Energía Eléctrica**

Es la cantidad total de potencia que requiere un centro de consumo, como una ciudad, región o país en un período de tiempo. Normalmente se mide en kilovatios (kW), megavatios (MW) o en gigavatios (GW). La demanda de energía eléctrica no es constante y presenta un valor máximo ( $P_{max}$ ), uno mínimo ( $P_{min}$ ) y uno medio ( $P_{med}$ ) en un



periodo de tiempo analizado. Por ejemplo, para estudios de demanda de energía se puede tomar un día, un mes o un año, incluso, períodos mayores, por ejemplo, 10 años:

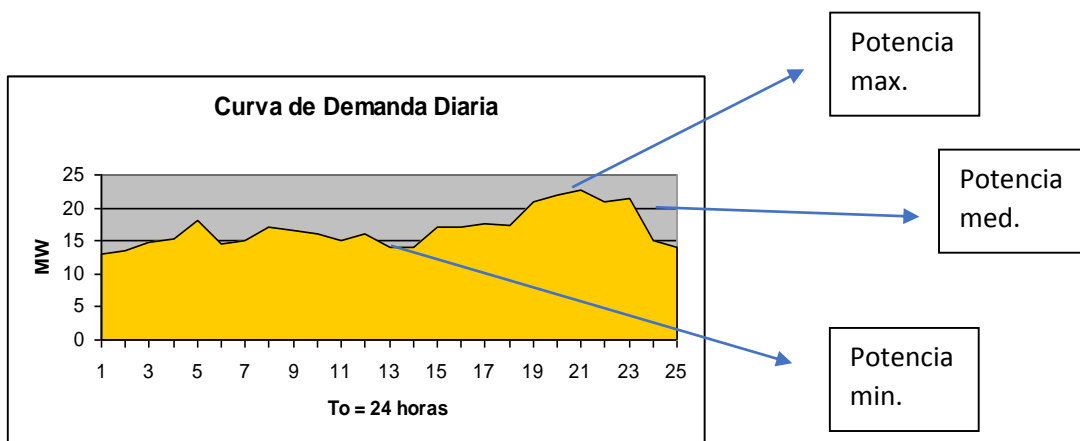
$EE$  = energía total en kWh suministrada durante el tiempo  $T_o$

La demanda de energía eléctrica ( $EE$ ) equivale al área bajo la curva de potencia en función del tiempo. Matemáticamente la ( $EE$ ) es la integral de la función potencia en función del tiempo representada de la siguiente forma:

$$EE = \int_{t_1}^{t_2} P_i dt$$

Donde  $P_i$  es la potencia instantánea en un intervalo de tiempo  $dt$ . La siguiente figura muestra con más claridad este concepto.

**Figura 1:** curva de demanda de energía



La potencia media equivale a:

$$P_{med} = A/T_o.$$

Donde A es el área bajo la curva que equivale a la energía total en ese período dividido para  $T_o$  que equivale al período de tiempo analizado.

En la figura anterior, la energía media es el área bajo la curva y normalmente se mide en kilovatios-hora (kWh), megavatios-hora (MWh) o gigavatios-hora (GWh). Un kWh equivale a 3600000 J. La potencia instalada del sistema de generación eléctrica de una región o país debe ser por tanto superior a la demanda máxima esperada para asegurar que la demanda sea satisfecha y no existan cortes de energía.

La energía consumida equivale a:

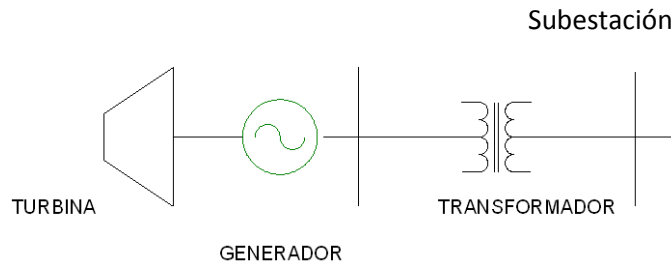
$$E = P_m \times h \text{ [kWh]} \times \eta_t \times \eta_g \times \eta_{tr}$$

- E: Energía
- $P_m$ : Potencia Media
- h: horas
- $\eta$  : rendimiento.

Si se tiene que, por ejemplo, la potencia aprovechable de un recurso hidroeléctrico es 10 MW, para calcular la energía consumida en 1 día en barra de salida de la Subestación, se toma en cuenta un rendimiento de la turbina en 85%, rendimiento del generador en 98% y pérdidas en la S/E que equivalen 5%, entonces la energía es igual a 189.84 MWh. A continuación, se expresa este resultado en la siguiente ecuación:

$$E = 10 \times 24 \times 0.85 \times 0.98 \times 0.95$$

$$E = 189.84 \text{ MWh}$$



### **Factor de carga**

El factor de carga representa la relación entre la Demanda Media ( $P_{med}$ ) y la Demanda Máxima ( $P_{max}$ ), este equivale a:

$$F_c = P_{med} / P_{max}$$

### **Factor de utilización**

El factor de utilización es la relación entre la Potencia media ( $P_{med}$ ) y la potencia instalada ( $P_{inst}$ ) en la central:

$$F_u = P_{med} / P_{inst}$$

Por lo tanto, es beneficioso para un proyecto disponer de factores cercanos a la unidad. Valores diferentes indican picos elevados de demanda y una potencia instalada prácticamente sin utilizar.

### **Fuentes de energía**

Para clasificar las distintas fuentes de energía se pueden utilizar varios criterios. El primero según sean o no renovables. El segundo según su grado de disponibilidad: convencionales o en desarrollo, y tercero según sea la forma de su utilización: energías primarias o utilizadas directamente y energías secundarias o finales.

1. Fuentes de energía renovables son aquellas cuyo potencial es inagotable por provenir de la energía que llega a nuestro planeta de forma continua como consecuencia de la radiación solar o de la atracción gravitatoria de otros planetas de nuestro sistema solar. Son la energía solar, eólica, hidráulica, mareomotriz y la biomasa. Las fuentes de energía no renovables son aquellas que existen en una cantidad limitada en la naturaleza. La demanda mundial de energía en la actualidad se satisface en un 94% con este tipo de fuentes: carbón, petróleo, gas natural y uranio. (Foro Nuclear, 2010)
  
2. Fuentes de energía convencionales son aquellas que tienen una participación importante en los balances energéticos de los países industrializados. Es el caso del carbón, petróleo, gas natural, hidráulico y nuclear. Por el contrario, se llaman fuentes de energía no convencionales, o nuevas fuentes de energía, a las que, por estar en una etapa de desarrollo tecnológico en cuanto a su utilización generalizada, no cuentan con participación apreciable en la cobertura de la demanda energética de esos países. Es el caso de la energía solar, eólica, mareomotriz y biomasa. (Foro Nuclear, 2010)
  
3. Según sea su utilización las fuentes de energía se pueden clasificar en primarias y secundarias. Las primarias son aquellas que se obtienen directamente de la naturaleza, como el carbón, petróleo y gas natural. Las secundarias, llamadas también útiles o finales, se obtienen a partir de las primarias mediante un proceso de transformación por medios técnicos. Es el caso de la electricidad o de los combustibles derivados del petróleo. (Foro Nuclear, 2010)

### **Tipos de centrales de generación**

Una central hidroeléctrica es aquella en la que la energía potencial del agua almacenada en un embalse se transforma en la energía cinética necesaria para mover el rotor de un generador, y posteriormente transformarse en energía eléctrica. Las centrales hidroeléctricas se construyen en los cauces de los ríos, creando un embalse para retener el agua. Para ello se construye un muro grueso de piedra, hormigón u otros materiales, apoyado generalmente en alguna montaña. La masa de agua embalsada se conduce a través de una tubería hacia los álabes de una turbina que suele estar a pie de presa, la cual está conectada al generador. Así, el agua transforma su energía potencial en energía cinética, que hace mover los álabes de la turbina (Foro Nuclear, 2010).

Central termoeléctrica o Central térmica es aquella instalación empleada para la generación de energía eléctrica a partir de la energía química contenida en un combustible, liberada en forma de calor, normalmente mediante la combustión de combustibles fósiles como petróleo, gas natural o carbón. Este calor es empleado por un ciclo termodinámico convencional para mover un alternador y producir energía eléctrica.

La central de generación eólica es una instalación en donde la energía cinética del aire al moverse se puede transformar en energía mecánica de rotación. Para ello se instala una torre en cuya parte superior existe un rotor con múltiples palas, orientadas en la dirección del viento. Las palas o hélices giran alrededor de un eje horizontal que actúa sobre un generador de electricidad. (Foro Nuclear, 2010)

Una central fotovoltaica es un conjunto de instalaciones destinadas al suministro de energía eléctrica a la red mediante el empleo de sistemas fotovoltaicos a gran escala. La función de la central fotovoltaica es captar y transformar la radiación solar en electricidad. Una central fotovoltaica es una central eléctrica compuesta

básicamente por módulos fotovoltaicos y un inversor. Los paneles fotovoltaicos son los encargados de transformar la radiación solar, en energía eléctrica de corriente continua. El inversores el equipo electrónico que tiene por función, convertir la energía de corriente continua producida por los módulos fotovoltaicos, en energía de corriente alterna de características similares a las de la red eléctrica.

La instalación solar funciona como una pequeña central de producción de electricidad, que mediante el inversor, inyecta la energía producida a la red de distribución eléctrica. Las centrales geotérmicas o geo termoeléctrica se basan en la compleja operación de un sistema campo-planta. El campo geotérmico es una extensión de tierra con un mayor gradiente (temperatura) que lo normal. También se conoce como área con calentamiento anómalo, cuya fuente de calor es un acuífero confinado (depósito de agua) almacenado y limitado por una capa sello, impermeable, que conserva el calor y presión, formando lo que se conoce como reservorio geotérmico.

Este yacimiento de agua almacenado y calentado de forma natural en el subsuelo por una fuente de calor no muy profunda denominada cámara magmática, usualmente está relacionado con la actividad volcánica. La alta presión que alcanzan estos reservorios (yacimientos de agua y vapor presurizado) muchas veces rompe los estratos rocosos o utilizan las fallas geológicas existentes y salen a la superficie en forma de fumarolas, manantiales de agua caliente, ausoles o geiser.

En el campo geotérmico es el sitio donde se ubican los pozos geotérmicos que desde la superficie conectan con el reservorio y es a través de éstos que se extrae el vapor que mediante una red de tuberías denominado sistema de acarreo, se conduce hacia la central generadora, donde la energía calorífica del vapor se convierte en energía mecánica y posteriormente en energía eléctrica. (Grupop CEL, 2013)

Las centrales de biomasa son el lugar donde se realizan los procesos necesarios para la transformación de la materia orgánica en energía. La biomasa son compuestos orgánicos producidos en procesos naturales. Estos compuestos se transportan a la central de biomasa y se queman para calentar agua. Se produce vapor a alta presión que mueve una turbina y esta mueve el generador que producirá la energía eléctrica.

### **Transmisión de energía eléctrica**

La distribución de la energía eléctrica desde las centrales hasta los centros de consumo se realiza a través de la red de transporte. Parte de la red de transporte de energía eléctrica son las líneas de transporte. Una línea de transporte es el medio mediante el cual se realiza la transmisión de la energía eléctrica a grandes distancias. Está constituida tanto por el conductor (cables de acero, aluminio o cobre), como por sus elementos de soporte (torres y postes). Las líneas de transmisión eléctrica pueden ser áreas, en cuyo caso los cables van soportados en estructuras metálicas o torres, o subterráneas en donde los cables con revestimientos especiales van enterrados.

## **Conceptos de dirección de proyectos**

### **Proyecto**

Proceso único que consiste en un conjunto de actividades coordinadas y controladas, con una fecha de inicio y término, emprendidas con el objeto de alcanzar una meta conforme a exigencias específicas de plazo, costos y recursos. (Norma ISO 10006)

### **Definición de proyecto de inversión**

Es aquel cuyo fin es la obtención, por sí solo, de un objetivo de negocios que contribuye directamente a alcanzar los objetivos estratégicos de esa Unidad o Área.  
(Norma ISO 10006)

### **Metodologías de gestión de proyectos**

Existen algunas metodologías que pueden ser utilizadas en el análisis y gestión de proyectos. Entre las más conocidas se puede mencionar las siguientes: Project Management Institute (PMI) la cual es la metodología estándar usada en Estados Unidos, Stage Gate Project Management Process (SGPMP) utilizada para proyectos más complejos, Modelo de Madurez (PMMM) para implementar metodología de gestión de proyectos en organizaciones y Gestión De Riesgos (RM)

### **Costos de inversión**

Incluye los costos de estudios preliminares, ingenierías, equipamiento, construcción, fiscalización, gestión del proyecto y puesta en operación. En inglés se conocen como *Capital Expenses (Capex)*.

### **Costos de operación y mantenimiento**

Incluyen todos los costos directos e indirectos relacionados con operación y mantenimiento. Dentro de los costos directos se encuentran: mano de obra, mantenimiento preventivo y correctivo, incluye consumibles, entre otros. En los costos indirectos se tienen: costos administrativos y generales. Los costos de operación y mantenimiento se expresan en \$/kWh. En inglés se conocen como *Operating Expenses (Opex)*.



### **Concepto de tarifa de venta de energía**

Precio medido en dólares por cada kilovatio hora de energía, que una empresa de generación eléctrica vende a una red de transmisión a un usuario. En el mercado de energía eléctrica, un generador vende la energía a un consumidor y se establece un contrato de compra-venta de energía, conocido en inglés como *Power Purchase Agreement (PPA)*.

### **Evaluación técnica – económica de proyectos**

Al realizar una inversión, es necesario tomar en cuenta ciertos componentes como el tipo de inversionista, las variables controlables que pueden hacer variar el resultado, las variables no controlables que influyen en el resultado del proyecto y las opciones o proyectos que se deben evaluar para solucionar un problema o para que se pueda aprovechar una oportunidad de negocios. Es por esto que es fundamental, identificar todas las opciones y sus viabilidades como único camino para lograr uno óptimo con la decisión. Para poder aprobar el proyecto, se debe estudiar la viabilidad tanto técnica como económica.

La viabilidad técnica busca determinar si es posible, tanto física como materialmente, construir el proyecto, la cual la terminan los expertos del área en la que se encuentra el proyecto. La viabilidad económica por otro lado, busca definir, a través de la compensación de los beneficios y costos estimados del proyecto, la rentabilidad de la inversión que demanda su implementación (Sapag Chaín, 2007).

Los criterios más comunes de evaluación que intervienen en el análisis de la viabilidad económica son el valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), el período de recuperación y la relación costo-beneficio. Para el presente trabajo, el criterio de evaluación que se utilizará es el Valor Presente Neto (VPN).

El valor presente neto es el criterio más utilizado y el más aceptado por los evaluadores de proyectos. Este mide la rentabilidad deseada después de recuperar toda la inversión. Para ello, se calcula el valor presente de todos los flujos futuros de caja, que se proyectan a partir del primer período de operación, y se le resta el valor de la inversión total expresada en el momento cero (Sapag Chaín, 2007).

Para calcular el VPN se utiliza la siguiente ecuación:

$$VF = VA (1+i)^n$$

Donde VF es el valor futuro o valor final de un valor actual (VA), y donde i es la tasa de rentabilidad exigida, al final del número de períodos n.

En el presente trabajo, a partir de la construcción de un flujo de fondos en el período analizado (2008-2017), se incorporará los costos de inversión en generación eléctrica y transmisión, costos de operación y mantenimiento, costos de combustible, costos de compra de energía y la demanda de energía. Se utilizará como parámetro de viabilidad económica al valor presente neto (VPN) del costo de la energía (usd/kWh). Este valor se obtendrá dividiendo el VPN de los costos de la energía (USD) sobre el VPN de la demanda de energía (kWh), es decir:

$$\text{VPN del costo de energía} = \frac{\text{VPN de los costos totales}}{\text{VPN de la demanda de energía}} \{ \text{usd/kWh} \}$$

Para el cálculo del VPN se tomará considerará una tasa de descuento del 10% que es un valor comúnmente utilizado en análisis de evaluación financiera y económica de los sectores industriales (Villagómez, 2000). En el presente trabajo se realizará la comparación de escenarios con los valores que se obtengan del VPN para cada uno.

### **Otros criterios para la evaluación técnica- económica de proyectos**

En el presente trabajo se incluirá el análisis comparativo de los escenarios especificados en el capítulo anterior tomando en cuenta los siguientes criterios de evaluación técnica- económica de proyectos de inversión.

Se comienza con la configuración de la generación de electricidad la cual hace referencia a los proyectos de inversión en generación eléctrica ya que estos pueden provenir de diversas fuentes como hidráulica, térmica o renovables no convencionales como eólica, biomasa o fotovoltaica. El uso y costo del combustible es otro criterio ya que se toma en cuenta como un costo importante para las centrales de generación térmica debido a que utilizan combustible para su funcionamiento.

La configuración de los sistemas de transmisión también se debe incluir en la evaluación pues, los proyectos de generación eléctrica deben contar con sistemas de transmisión que permitan transferir la energía de las centrales eléctricas hacia las diversas fuentes de consumo. En el Ecuador se cuenta con sistemas de voltaje de 130 KV, 230KV y 500KV dependiendo de la potencia a evacuar.

Los costos de la energía son otro criterio pues se debe analizar dependiendo del tipo de generación. Estos varían por el tipo de central de generación de acuerdo a la fuente de energía. El programa de desembolsos de los proyectos es otro criterio que también se incluye en el análisis pues es importante para poder evaluar la inversión realizada en el período de estudio (2008-2017).

El criterio de modalidad de contratación comercial se lo incluye pues se debe especificar si los proyectos se construyeron a través de la participación del sector público es decir del Estado, o si intervino el sector privado a través de concesión y contratos de compra-venta de energía. El programa de implementación es un criterio que nos permite evaluar el proceso de construcción y ejecución de los proyectos realizados. Es decir, cada

uno tiene un período de construcción y una fecha de inicio de ejecución. Con esto se puede determinar si los proyectos que se realizaron cumplieron con su programa de implementación o no.

El criterio de impacto ambiental permite evaluar el impacto que generan estos proyectos eléctricos al medio ambiente. Aquellos que provienen de fuentes naturales renovables tienen menos impactos ambientales que aquellos provenientes de recursos no renovables pues, por ejemplo, las centrales termoeléctricas, generan gases de efecto invernadero por el uso de combustibles fósiles.

El último criterio a tomar en cuenta es el beneficio económico a la sociedad. Este permitirá evaluar el beneficio que generan los proyectos de inversión, los cuales no son únicamente monetarios, sino que deben estar direccionados a mejorar la calidad de vida y el bienestar de la sociedad que aprovecha de estos proyectos.

## **CAPITULO 3-**

# **EVALUACIÓN ECONÓMICA Y RESULTADOS**

### **Introducción**

El presente estudio propone evaluar y comparar diferentes escenarios para la generación y transmisión de energía eléctrica en el país, satisfaciendo la demanda de energía en el período 2008-2017. Este trabajo ha sido elaborado en base a información obtenida de las principales fuentes gubernamentales como CELEC y el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, con el objetivo de brindar los datos más certeros disponibles que aporten a la toma de decisiones con conclusiones y recomendaciones prácticas.

En este trabajo se consideraron tres escenarios de acuerdo a la participación gubernamental o privada, en la construcción de proyectos de generación eléctrica realizados en el Ecuador entre los años 2008-2017.

- I. Escenario 1: análisis de la inversión actual ejecutada por el gobierno, tomando en cuenta la inversión directa de este con respecto a la generación y transmisión, poniendo énfasis en la construcción de las 8 centrales hidroeléctricas emblemáticas de este período. Cabe indicar que los recursos utilizados por el gobierno para estas inversiones, fueron obtenidos mediante créditos principalmente del gobierno de China.
- II. Escenario 2: análisis de una alternativa de inversión a cargo del sector privado para todas las plantas de generación. En este escenario se considera que el Estado únicamente compra energía a través de contratos de compraventa de energía, del

inglés *Power Purchase Agreement (PPA)*; en este escenario la inversión en transmisión se considera a cargo del Estado.

- III. Escenario 3: análisis de la alternativa de eliminar todas las plantas que actualmente no se han construido o aquellas que no están operando a su total capacidad y reemplazarlas por proyectos de generación de energía renovable no convencional en las que el sector privado invierte y el Estado compra la energía producida.

Se comenzará por brindar una breve descripción de los tres escenarios mencionados para, posteriormente, desarrollar una evaluación comparativa tomando en consideración los siguientes parámetros de evaluación técnica- económica explicados en el capítulo anterior:

1. La configuración de la generación de electricidad
2. El uso del combustible
3. Configuración de los sistemas de transmisión
4. Costos de la energía
5. Programa de desembolsos de los proyectos
6. Modalidad de contratación comercial
7. Programa de implementación
8. Impacto ambiental
9. Beneficio económico a la sociedad

## **Descripción de las alternativas**

## **I. INVERSIÓN ACTUAL EJECUTADA POR EL GOBIERNO: 8 HIDROELÉCTRICAS, 3 TERMOELÉCTRICAS Y ALGUNOS PROYECTOS DE ENERGÍA RENOVABLE**

En este escenario se analizará la inversión realizada por el gobierno en la construcción de ocho centrales hidroeléctricas, tres plantas de generación termoeléctrica y algunos proyectos de energía renovable no convencional. Todos estos casos de estudios serán evaluados considerando los costos de inversión (Capex), los costos de operación (Opex), costos de combustible y la correspondiente demanda de energía por cada año del período considerado. El objetivo es obtener el valor presente neto (VPN) del costo de la energía (usd/kWh).

En el escenario actual ejecutado, el gobierno potenció la construcción de grandes centrales de generación hidroeléctrica con el objetivo de cambiar la matriz energética del país. Actualmente, la energía proveniente de los recursos hídricos representa el 70,72% de la energía total producida e importada. La capacidad efectiva de potencia del Ecuador se encuentra en 8059.28 MW, siendo la energía hidráulica el 62,58%, seguida por la termoeléctrica con un 20,08% (ARCONEL, 2018).

El gobierno ecuatoriano consideró la inversión en la construcción de estos proyectos hidroeléctricos como la mejor alternativa para cubrir su demanda y cambiar su matriz energética. Con la construcción de las ocho centrales hidroeléctricas se obtuvieron 2827.4 MW adicionales de potencia instalada en este período. Con respecto al gasto en inversión, estos proyectos tienen un monto aproximado de 4702.2 millones de dólares, y sus costos operativos en promedio se encuentran en 0,012 (usd/kWh).

Para el análisis de este escenario se tomaron los montos de inversión de cada proyecto de acuerdo al Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, al igual que los datos de la demanda multianual y de la potencia nominal y efectiva multianual.

## **II. INVERSIÓN A CARGO DEL SECTOR PRIVADO: ESTADO COMPRA ENERGÍA**

En el segundo escenario de análisis, se realizó la simulación de que el Estado no optó por la opción de gastar e invertir en proyectos de generación eléctrica. Por el contrario, se toma la premisa de que la generación eléctrica estuvo a cargo del sector privado por concesión, y el Estado, compró energía para satisfacer su demanda. En este escenario, por lo tanto, se elimina el monto de las inversiones realizadas en este período, y se asume un costo de compra de energía (usd/kWh). Sin embargo, se mantiene los costos de transmisión de energía a cargo del Estado puesto que la Corporación Eléctrica del Ecuador (CELEC) tiene a su cargo las líneas de transmisión.

Los costos de compra de energía se diferencian para cada tipo de generación, es decir, para hidroeléctrica, térmica y energías renovables no convencionales. Para efectos de la presente evaluación, se consideraron tarifas de venta de energía promedio internacionales por cada tipo de generación. El parámetro de evaluación económica, al igual que en el escenario anterior es el Valor Presente Neto del costo de la energía.

## **III. INVERSIÓN A CARGO DEL ESTADO SIN COCA CODO SINCLAIR, TOACHI PILATON, QUIJOS Y MACHALA POWER, COMPRA DE ENERGIA RENOVABLE NO CONVENCIONAL AL SECTOR PRIVADO**

En este escenario se mantienen los proyectos ejecutados en el escenario1, pero, se elimina del análisis aquellos que hasta el momento no se terminan de construir. Estos son los proyectos hidroeléctricos Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón y Quijos; y el proyecto de energía termoeléctrica Machala Power.



En su lugar se realizó un incremento de la potencia proveniente de fuentes naturales renovables no convencionales como energía eólica y fotovoltaica. Se asumió, además, que esta energía era producida enteramente por el sector privado, por lo que se introdujo el costo de compra de energía. Al igual que en los dos escenarios anteriores, el parámetro de evaluación económica es el valor presente neto del costo de la energía.

## **Análisis de los resultados obtenidos**

A continuación, se presenta el análisis de los resultados obtenidos, considerando los nueve parámetros de evaluación indicados en la introducción del presente capítulo.

### **1. Configuración de la generación de electricidad**

Para el análisis del escenario 1, se consideró una configuración energética de la siguiente forma: 8 hidroeléctricas, 3 termoeléctricas y algunos proyectos pequeños de energía proveniente de recursos naturales renovables no convencionales como fotovoltaica, eólica, biomasa y biogás los cuales son marginales. Se consideró que la prioridad son las hidroeléctricas y los proyectos de generación renovables no convencionales como los principales para el cambio de la matriz energética como la política de gobierno. Las termoeléctricas fueron consideradas para compensar la diferencia faltante necesaria para satisfacer la demanda, esto debido a que es la generación más cara por el uso de combustible.

Para el segundo escenario la configuración energética se toma de la misma manera. Para el tercer escenario se cambia a menos generación hidroeléctrica y térmica por mayor generación renovable no convencional. Se aumenta la generación eólica, fotovoltaica y biomasa. La siguiente tabla muestra los proyectos nuevos que se incorporaron en el

período de análisis 2008-2017, con los valores de potencia instalada, potencia efectiva y costos de inversión, operación y mantenimiento.

**Tabla 1: Proyectos realizados en el período 2008-2017**

Proyecto	Potencia Instalada MW	Potencia efectiva	Factor de utilización	Potencia disponible	Inversión (millones de dólares)	Inversión USD/kw	OPEX USD/kWh
COCA CODO SINCLAIR	1500	1455	0,9	1309,5	2245	1496,67	0,045
SOPLADORA	487	472,39	0,9	425,151	755	1550,31	0,015
MINAS SAN FRANCISCO	275	266,75	0,9	240,075	556	2021,82	0,011
TOACHI PILATÓN	254,4	246,768	0,9	222,0912	508	1996,86	0,010
DELSINTANISAGUA	180	174,6	0,9	157,14	266	1477,78	0,005
MANDURIACU	60	58,2	0,9	52,38	183	3050,00	0,004
QUIJOS	50	48,5	0,9	43,65	138	2760,00	0,003
MAZAR DUNAS	21	20,37	0,9	18,333	51,2	2438,10	0,001
TERMOESMERALDS FASE 2	95	92,15	0,5	46,075	150	1578,94737	0,02
MACHALA POWER	140	135,8	0,5	67,9	250	1785,71429	0,02
Generación temporal de emergencia	260	252,2	0,5	126,1	300	1153,84615	0,02
BIOMASA	144,3	136,4	0,7	95,48	288,6	2.000,00	0,02
EÓLICA	21,15	21,15	0,416	8,7984	52,875	2500	0,01
FOTOVOLTAICAS	26,48	25,59	0,3	7,677	26,48	1000	0,005
BIOGAS	7,26	6,5	0,5	3,25	14,52	2.000,00	0,02
<b>TOTAL</b>	<b>3521,59</b>	<b>3412,368</b>		<b>2823,6006</b>	<b>5784,675</b>		

Fuente: ARCONEL, Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables.

El presente análisis no toma en cuenta los proyectos de autogeneración del sector industrial y del sector petrolero. Sobre este último existe un parque de generación importante en la Amazonía ecuatoriana que sirve fundamentalmente para el consumo de las operaciones hidrocarburíferas. La tabla anterior, por tanto, se refiere a la generación

que se incorporó en el período de análisis para el consumo público de acuerdo a lo que establece la Agencia de Regulación y Control de la Electricidad (ARCONEL).

Para la evaluación económica se obtuvo la potencia efectiva existente por cada tipo de generación eléctrica y la potencia efectiva que fue incorporada en el período de análisis. La siguiente tabla muestra el resumen de potencia efectiva por tipo de generación para los tres escenarios en período de estudio.

**Tabla 2: Configuración de la electricidad en Mw para las tres alternativas**

	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>
Potencia efectiva total en Mw - hidroeléctrica	4.486,41	4.486,41	2.736,14
Potencia efectiva Mw - térmica	2.758,76	2.758,76	2.622,96
Potencia efectiva Mw - renovables	189,64	189,64	789,64
<b>TOTAL</b>	<b>7.434,81</b>	<b>7.434,81</b>	<b>6.148,74</b>

Fuente: ARCONEL, Estadísticas anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano

Como se puede ver en la tabla, las potencias efectivas no cambian para los escenarios 1 y 2, dado que la diferencia entre ellos es que en el escenario 2, la inversión en generación estuvo a cargo del sector privado. El escenario 3 es diferente tanto en la parte hidroeléctrica porque no incluye Coca Codo Sinclair, Toachi Pilatón y Quijos, la termoeléctrica no incluye la planta Machala Power y se aumentan 600 MW de energías renovables.

## **2. El uso de combustible**

Se consideró para el modelo que la generación termoeléctrica utiliza combustible tipo Diésel a un precio internacional de 14 usd/Mwh. Este costo es un valor equivalente para

un motor de combustión que quema este tipo de combustible. No se consideró las centrales que queman gas u otro combustible como Fuel Oil. Esto se debe a que se tomó en cuenta el escenario más caro respecto al costo del combustible. Este costo se consideró para los tres escenarios. La tabla siguiente muestra los costos de combustible en período de análisis para los tres escenarios planteados.

**Tabla 3: Costo del combustible de los tres escenarios entre 2008-2017**

<b>Escenario</b>	<b>Combustible Diésel (USD)</b>
Escenario 1	480.886.538
Escenario 2	480.886.538
Escenario 3	447.456.640

Fuente: ARCONEL, Estadísticas anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano

### **3. Configuración de los sistemas de transmisión**

En cuanto a la transmisión de energía, se consideró la inversión para evacuar la energía de las centrales hidroeléctricas que incluyen subestaciones y líneas de 138KV, 230KV y el sistema de 500KV para evacuar la energía de la central Coca Codo Sinclair e interconectarse al sistema de transmisión existente.

Para obtener el costo de transmisión se tomó un valor equivalente de dólares por cada kw hora transmitido correspondiente a 0,01365 (usd/kWh), según la fuente (Bastidas Alvear, 2016). Los tres escenarios analizados cuentan con un costo de inversión en transmisión a cargo del Estado. Para el caso del escenario 3, puesto que en este se elimina la central Coca Codo Sinclair, en el flujo de fondos se eliminó el costo de inversión en transmisión del sistema de 500KV, mismo que está asociado a la existencia de esta central. A continuación, se muestra un resumen de la inversión total estimada realizada en transmisión para los tres escenarios en el período de análisis.

**Tabla 4: Costo de inversión en transmisión entre 2008-2017**

<b>Escenario</b>	<b>Costo de inversión en transmisión (USD)</b>
Escenario 1	2.260.788.859
Escenario 2	2.260.788.859
Escenario 3	1.760.788.859

Fuente: ARCONEL, Estadísticas anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano

#### **4. Programa de desembolsos de los proyectos**

De acuerdo a la información obtenida de fuentes oficiales del Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables, el flujo de desembolsos corresponde a las inversiones realizadas por año en generación y transmisión. Los datos obtenidos permiten distribuir los costos de inversión en el tiempo para la corrida del modelo económico. Además, se asumió para todos los proyectos de generación, que el capital inicial corresponde al 40% de la inversión empezando en el año correspondiente al inicio de construcción de cada uno. El 60% restante se distribuye equitativamente hasta el año de entrega de cada proyecto. Para aquellos que, según investigación previa no se han concluido, se inició con el 40% del capital y se completó con un porcentaje menor al 60% restante para poder evaluar.

Las siguientes tablas muestran el flujo de desembolsos de los escenarios 1 y 3. Para el escenario 2, debido a que se mantiene la premisa de que se compra toda la generación, no se cuenta con una inversión ni un flujo de desembolsos de inversión en generación. El escenario 3 presenta flujo de desembolsos en hidroeléctricas y térmicas ya que se mantiene la premisa de que en energías renovables no convencionales el sector privado es el que invierte y el estado compra esta energía.

**Tabla 5: Flujo de desembolsos de inversión realizada en escenario 1 en millones de dólares**

<b>Hidroeléctricas</b>	<b>Inversión (millones de dólares)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	
COCA CODO SINCLAIR	2245				898	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5	224,5			
SOPLADORA	755				302	75,5	75,5	75,5	75,5	75,5	75,5			
MINAS SAN FRANCISCO	556						222,4	55,6	55,6	55,6	55,6	55,6	55,6	
TOACHI PILATÓN	508		203,2	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05	19,05			
DELSINTANISAGUA	266					106,4	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	
MANDURIACU	183						73,2	36,6	36,6	36,6				
QUIJOS	138									41,4	13,8	13,8	13,8	
MAZAR DUNAS	51,2						15,36	10,24	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	
		<b>0</b>	<b>203,2</b>	<b>19,05</b>	<b>1219,05</b>	<b>425,45</b>	<b>652,81</b>	<b>444,29</b>	<b>439,17</b>	<b>480,57</b>	<b>416,37</b>	<b>97,32</b>	<b>97,32</b>	<b>4494,6</b>
<b>Termoeléctricas</b>														
TERMOESMERALDS FASE 2	150						60	45	45					
MACHALA POWER	250							100	10	10	10	10	10	
Generación temporal de emergencia	300					150	150							
		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>	<b>210</b>	<b>145</b>	<b>55</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>10</b>	<b>600</b>
<b>Renovables</b>														
BIOMASA	288,6						115,44	57,72	57,72	57,72				
EÓLICA	52,875					21,15	15,8625	15,8625						
FOTOVOLTAICAS	26,48						10,592	5,296	5,296	5,296				
BIOGAS	14,52										5,808	4,356	4,356	
		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>21,15</b>	<b>141,8945</b>	<b>78,8785</b>	<b>63,016</b>	<b>63,016</b>	<b>5,808</b>	<b>4,356</b>	<b>4,356</b>	<b>382,475</b>

**Tabla 6: Flujo de desembolsos de inversión realizada en escenario 3 en millones de dólares**

<b>Hidroeléctricas</b>	<b>Inversión (millones de dólares)</b>	<b>2007</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	
COCA CODO SINCLAIR					0	0	0	0	0	0	0			
SOPLADORA	755				302	75,5	75,5	75,5	75,5	75,5	75,5			
MINAS SAN FRANCISCO	556						222,4	55,6	55,6	55,6	55,6	55,6	55,6	
TOACHI PILATÓN			0	0	0	0	0	0	0	0	0			
DELSINTANISAGUA	266					106,4	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	22,8	
MANDURIACU	183						73,2	36,6	36,6	36,6				
QUIJOS										0	0	0	0	
MAZAR DUNAS	51,2						15,36	10,24	5,12	5,12	5,12	5,12	5,12	
		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>302</b>	<b>182</b>	<b>409,3</b>	<b>200,7</b>	<b>195,6</b>	<b>195,6</b>	<b>159</b>	<b>83,5</b>	<b>83,5</b>	<b>1811</b>
<b>Termoeléctricas</b>														
TERMOESMERALDS FASE 2	150						60	45	45					
MACHALA POWER								0	0	0	0	0	0	
Generación temporal de emergencia	300					150	150							
		<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>150</b>	<b>210</b>	<b>45</b>	<b>45</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>450</b>

## 5. Costos de la energía

El costo de la energía es el valor de análisis en este estudio. El resultado es el valor obtenido en los 3 escenarios que compara el valor presente neto del costo de la energía que se obtiene del flujo de fondos. Este flujo toma en consideración la demanda de energía, la generación y potencia efectiva en Mw de cada tipo de energía, costos de inversión, costos de transmisión, costo de generación, costo de combustible, costo de operación y mantenimiento por cada tipo de generación eléctrica y costo de compra de energía para los escenarios 2 y 3.

Se realizó un análisis de Valor Presente Neto tomando en cuenta el valor del flujo neto de caja en dólares para posteriormente obtener el valor del costo de energía. Este corresponde al VPN resultante del flujo neto de caja dividido para el VPN de la demanda de energía en Mwh. Como se explicó en el capítulo 2, este corresponde al VPN del flujo neto de caja (expresado en dólares) sobre el VPN de la demanda (expresado en kWh). Las premisas para la corrida del flujo de fondos en los tres escenarios fueron las siguientes:

- Tasa de descuento: 10%
- Período de análisis 10 años: 2008-2017
- Demanda de energía: se consideró la demanda promedio anual en cada año del período de análisis de acuerdo a información del ARCONEL.
- Costos de inversión: corresponden a la información indicada en la tabla 1.
- Desembolsos por año: se tomó en cuenta la información de los años de ejecución de los proyectos y las condiciones contractuales de los contratos de ejecución de cada uno.
- Costos de operación y mantenimiento: información corresponde a la indicada en la tabla 1



- Costos de combustible: de acuerdo a la tabla 3, se considera el valor para los tres escenarios en costo de combustible.
- Costo de transmisión: se considera el costo indicado en el punto anterior, tabla 4.
- Costos de compra de energía: se consideraron valores promedios internacionales de compra por tipo de energía. A continuación, se muestra los costos de compra por cada tipo de generación.

**Tabla 7: Costo de compra de energía por tipo de generación**

<b>Tipo de generación</b>	<b>Costo de compra de energía (usd/kWh)</b>
Hidroeléctrica	0,05
Térmica	0,065
Renovables	0,1

Fuente: ARCONEL, Estadísticas anual y multianual del sector eléctrico ecuatoriano

De acuerdo a las premisas anteriormente mencionadas, a continuación, se presentan los flujos de fondos para los tres escenarios:

**Tabla 8: Flujo de fondos del escenario 1 para el período 2008-2017**

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>1.443,49</b>	<b>1.508,89</b>	<b>1.606,92</b>	<b>1.740,73</b>	<b>1.846,45</b>	<b>1.948,91</b>
Demanda de energía (MWh)	12.644.942	13.217.919	14.076.614	15.248.799	16.174.893	17.072.487
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.032,52</b>	<b>2.032,16</b>	<b>2.215</b>	<b>2.207</b>	<b>2.236,62</b>	<b>2.237</b>
Energía generada (MWh)	10.682.925	10.681.033	11.643.039	11.600.886	11.755.675	11.755.675
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.050,77</b>	<b>2.267</b>	<b>2.446</b>	<b>2.493</b>	<b>2.730</b>	<b>2.750</b>
Energía generada (MWh)	1.373.744	1.948.614	1.852.048	3.066.334	3.837.534	4.665.038
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>18,90</b>
Energía generada (MWh)	8.746	8.746	8.746	8.746	8.746	68.875
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>94,50</b>	<b>94,50</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>
Energía generada (MWh)	579.474,00	579.474,00	572.728,80	572.728,80	572.728,80	572.728,80
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>0,08</b>	<b>3,87</b>
Energía generada (MWh)	52,56	52,56	52,56	105,12	210,24	10.170,36
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>ESCENARIO 1</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>2.093,33</b>	<b>2.206,70</b>	<b>2.209,06</b>	<b>2.302,54</b>		
Demanda de energía (MWh)	18.337.558	19.330.735	19.351.340	20.170.270		<b>97.502.082</b>
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.241</b>	<b>2.402</b>	<b>4.418</b>	<b>4.486</b>		
Energía generada (MWh)	11.777.487	12.622.389	15.481.303	15.720.381		<b>73.703.941</b>
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.874</b>	<b>2.972</b>	<b>3.004</b>	<b>2.759</b>		
Energía generada (MWh)	5.577.292	5.727.853	2.876.974	3.423.608		<b>19.435.385</b>
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>		
Energía generada (MWh)	77.074	77.074	77.074	77.074		<b>209.941</b>
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>		
Energía generada (MWh)	836.404,80	836.404,80	836.404,80	836.404,80		<b>4.002.674</b>
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>26,37</b>	<b>25,50</b>	<b>25,59</b>	<b>25,59</b>		
Energía generada (MWh)	69.300,36	67.014,00	67.250,52	67.250,52		<b>127.347</b>
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,76</b>	<b>6,50</b>		
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	12.334,08	45.552,00		<b>22.793</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Costos de Inversión Generación	203.200.000,00	19.050.000,00	1.219.050.000,00	596.600.000,00	1.004.704.500,00	668.168.500,00
Costos de Inversión Transmisión	172.603.456	180.424.598	192.145.777	208.146.111	220.787.294	233.039.444
<b>FUEL COST</b>						
Combustible diésel (USD)	19.232.419	27.280.592	25.928.668	42.928.675	53.725.471	65.310.536
<b>O&amp;M COST</b>						
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	125.583.126	125.560.883	136.869.741	136.374.210	138.193.834	138.193.834
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	27.474.884	38.972.275	37.040.954	61.326.678	76.750.672	93.300.765
O&M (USD) RENOVABLES	26.977.730	34.882.186	33.461.657	50.158.815	60.764.256	73.106.166
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>575.071.616</b>	<b>426.170.534</b>	<b>1.644.496.795</b>	<b>1.095.534.489</b>	<b>1.554.926.028</b>	<b>1.271.119.245</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>	
Costos de Inversión Generación	557.186.000,00	553.586.000,00	432.178.000,00	111.676.000,00	111.676.000,00	3.334.513.180	<b>34,1994</b>
Costos de Inversión Transmisión	250.307.664	263.864.538	264.145.791	275.324.186	0		
<b>FUEL COST</b>							
Combustible diésel (USD)	78.082.082	80.189.949	40.277.635	47.930.513	0	272.095.394	<b>2,7907</b>
<b>O&amp;M COST</b>							
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	138.450.250	148.382.495	181.990.454	184.800.935	0	866.426.678	<b>8,8862</b>
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	111.545.831	114.557.070	57.539.478	68.472.161	0		
O&M (USD) RENOVABLES	90.200.972	92.239.761	53.213.013	61.185.979	0		
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>1.225.772.800</b>	<b>1.252.819.813</b>	<b>1.029.344.370</b>	<b>749.389.773</b>	<b>111.676.000</b>	<b>6.519.870.815</b>	<b>66,8690</b>
						<b>Usd/kWh</b>	<b>0,066869042</b>

<b>Costo de generación (USD/kWh):</b>	<b>HIDRO</b>	<b>TERMO</b>	<b>RENOVABLE</b>
variable	0,0117555	0,02000	0,01375
Costo de transmisión (USD/kWh):		0,01365	
<b>COSTO TOTAL (USD/kWh):</b>		<b>0,03365</b>	
Costo de combustible (USD/MWH)	<b>14</b>		

**Tabla 9: Flujo de fondos del escenario 2 para el período 2008-2017**

<b>ESCENARIO 2</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>1.443,49</b>	<b>1.508,89</b>	<b>1.606,92</b>	<b>1.740,73</b>	<b>1.846,45</b>	<b>1.948,91</b>
Demanda de energía (MWh)	12.644.942	13.217.919	14.076.614	15.248.799	16.174.893	17.072.487
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.032,52</b>	<b>2.032,16</b>	<b>2.215</b>	<b>2.207</b>	<b>2.236,62</b>	<b>2.237</b>
Energía generada (MWh)	10.682.925	10.681.033	11.643.039	11.600.886	11.755.675	11.755.675
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.050,77</b>	<b>2.267</b>	<b>2.446</b>	<b>2.493</b>	<b>2.730</b>	<b>2.750</b>
Energía generada (MWh)	1.373.744	1.948.614	1.852.048	3.066.334	3.837.534	4.665.038
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>18,90</b>
Energía generada (MWh)	8.746	8.746	8.746	8.746	8.746	68.875
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>94,50</b>	<b>94,50</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>	<b>93,40</b>
Energía generada (MWh)	579.474,00	579.474,00	572.728,80	572.728,80	572.728,80	572.728,80
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>0,08</b>	<b>3,87</b>
Energía generada (MWh)	52,56	52,56	52,56	105,12	210,24	10.170,36
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00

<b>ESCENARIO 2</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>2.093,33</b>	<b>2.206,70</b>	<b>2.209,06</b>	<b>2.302,54</b>	<b>0,00</b>	
Demanda de energía (MWh)	18.337.558	19.330.735	19.351.340	20.170.270	0	<b>97.502.082</b>
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.241</b>	<b>2.402</b>	<b>4.418</b>	<b>4.486</b>		
Energía generada (MWh)	11.777.487	12.622.389	15.481.303	15.720.381		<b>73.703.941</b>
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.874</b>	<b>2.972</b>	<b>3.004</b>	<b>2.759</b>		
Energía generada (MWh)	5.577.292	5.727.853	2.876.974	3.423.608		<b>19.435.385</b>
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>	<b>21,15</b>		
Energía generada (MWh)	77.074	77.074	77.074	77.074		<b>209.941</b>
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>	<b>136,40</b>		
Energía generada (MWh)	836.404,80	836.404,80	836.404,80	836.404,80		<b>4.002.674</b>
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>26,37</b>	<b>25,50</b>	<b>25,59</b>	<b>25,59</b>		
Energía generada (MWh)	69.300,36	67.014,00	67.250,52	67.250,52		<b>127.347</b>
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,76</b>	<b>6,50</b>		
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	12.334,08	45.552,00		<b>22.793</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Costos de Inversión Generación	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Costos de Inversión Transmisión	172.603.456	180.424.598	192.145.777	208.146.111	220.787.294	233.039.444
<b>FUEL COST</b>						
Combustible diésel (USD)	19.232.419	27.280.592	25.928.668	42.928.675	53.725.471	65.310.536
<b>O&amp;M COST</b>						
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	125.583.126	125.560.883	136.869.741	136.374.210	138.193.834	138.193.834
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	27.474.884	38.972.275	37.040.954	61.326.678	106.315.672	122.865.765
O&M (USD) RENOVABLES	26.977.730	34.882.186	33.461.657	50.158.815	60.764.256	73.106.166
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>371.871.616</b>	<b>407.120.534</b>	<b>425.446.795</b>	<b>498.934.489</b>	<b>579.786.528</b>	<b>632.515.745</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>	
Costos de Inversión Generación	0,00	0,00	0,00	0,00		0	<b>0,0000</b>
Costos de Inversión Transmisión	250.307.664	263.864.538	264.145.791	275.324.186			
<b>FUEL COST</b>							
Combustible diésel (USD)	78.082.082	80.189.949	40.277.635	47.930.513		272.095.394	<b>2,7907</b>
<b>O&amp;M COST</b>							
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	138.450.250	188.585.114	315.999.182	318.809.663		993.680.444	<b>10,1914</b>
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	150.965.831	153.977.070	106.814.478	46.580.286			
O&M (USD) RENOVABLES	101.020.448	103.059.237	64.032.489	72.005.455			
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>718.826.276</b>	<b>789.675.908</b>	<b>791.269.574</b>	<b>760.650.102</b>		<b>3.418.092.529</b>	<b>35,0566</b>
						<b>Usd/ kWh</b>	<b>0,035056611</b>

<b>Costo de generación (USD/kWh) :</b>	<b>HIDRO</b>	<b>TERMO</b>	<b>RENOVABLE</b>
variable	0,0117555	0,02000	0,01375
Costo de compra (USD/kWh):	0,05	0,06500	0,1
Costo de transmisión (USD/kWh):		0,01365	
<b>COSTO TOTAL (USD/kWh):</b>	<b>0,0617555</b>	<b>0,09865</b>	<b>0,11375</b>
FUEL COST (USD/MWH)	<b>14</b>		

**Tabla 10: Flujo de fondos del escenario 3 para el período 2008-2017**

<b>ESCENARIO 3</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>1.443,49</b>	<b>1.508,89</b>	<b>1.606,92</b>	<b>1.740,73</b>	<b>1.846,45</b>	<b>1.948,91</b>
Demanda de energía (MWh)	12.644.942	13.217.919	14.076.614	15.248.799	16.174.893	17.072.487
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.032,52</b>	<b>2.032,16</b>	<b>2.215</b>	<b>2.207</b>	<b>2.236,62</b>	<b>2.237</b>
Energía generada (MWh)	10.682.925	10.681.033	11.643.039	11.600.886	11.755.675	11.755.675
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.050,77</b>	<b>2.267</b>	<b>2.446</b>	<b>2.493</b>	<b>2.730</b>	<b>2.750</b>
Energía generada (MWh)	1.373.744	1.948.614	1.852.048	1.839.934	2.085.534	2.913.038
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>2,40</b>	<b>18,90</b>
Energía generada (MWh)	8.746	8.746	8.746	8.746	8.746	68.875
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>94,50</b>	<b>94,50</b>	<b>93,40</b>	<b>293,40</b>	<b>293,40</b>	<b>293,40</b>
Energía generada (MWh)	579.474,00	579.474,00	572.728,80	1.799.128,80	1.799.128,80	1.799.128,80
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,02</b>	<b>0,04</b>	<b>200,08</b>	<b>203,87</b>
Energía generada (MWh)	52,56	52,56	52,56	105,12	525.810,24	535.770,36
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00



<b>ESCENARIO 3</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>
<b>POWER DEMAND</b>						
Potencia demandada (MW)	<b>2.093,33</b>	<b>2.206,70</b>	<b>2.209,06</b>	<b>2.302,54</b>		
Demanda de energía (MWh)	18.337.558	19.330.735	19.351.340	20.170.270		<b>97.502.082</b>
<b>GENERACIÓN HIDROELÉCTRICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.241</b>	<b>2.402</b>	<b>2.668</b>	<b>2.736</b>		
Energía generada (MWh)	11.777.487	12.622.389	9.348.364	9.587.442		<b>68.738.463</b>
<b>GENERACIÓN TÉRMICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>2.874</b>	<b>2.972</b>	<b>2.868</b>	<b>2.623</b>		
Energía generada (MWh)	3.096.460	3.247.021	6.529.081	7.075.715		<b>17.047.435</b>
<b>GENERACIÓN EÓLICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>221,15</b>	<b>221,15</b>	<b>221,15</b>	<b>221,15</b>		
Energía generada (MWh)	805.906	805.906	805.906	805.906		<b>1.514.045</b>
<b>GENERACIÓN BIOMASA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>336,40</b>	<b>336,40</b>	<b>336,40</b>	<b>336,40</b>		
Energía generada (MWh)	2.062.804,80	2.062.804,80	2.062.804,80	2.062.804,80		<b>8.488.496</b>
<b>GENERACIÓN FOTOVOLTAICA</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>226,37</b>	<b>225,50</b>	<b>225,59</b>	<b>225,59</b>		
Energía generada (MWh)	594.900,36	592.614,00	592.850,52	592.850,52		<b>1.690.850</b>
<b>GENERACIÓN BIOGAS</b>						
Potencia efectiva (MW)	<b>0,00</b>	<b>0,00</b>	<b>1,76</b>	<b>6,50</b>		
Energía generada (MWh)	0,00	0,00	12.334,08	45.552,00		<b>22.793</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2008</b>	<b>2009</b>	<b>2010</b>	<b>2011</b>	<b>2012</b>	<b>2013</b>
Costos de Inversión Generación	0,00	0,00	302.000.000,00	331.900.000,00	619.260.000,00	245.740.000,00
Costos de Inversión Transmisión	172.603.456	180.424.598	192.145.777	208.146.111	220.787.294	233.039.444
<b>FUEL COST</b>						
Combustible diésel (USD)	19.232.419	27.280.592	25.928.668	25.759.075	29.197.471	40.782.536
<b>O&amp;M COST</b>						
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	48.372.285	48.363.717	52.719.679	52.528.810	53.229.695	53.229.695
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	27.474.884	38.972.275	37.040.954	36.798.678	41.710.672	58.260.765
O&M (USD) RENOVABLES	196.201.675	253.688.629	243.357.503	364.791.382	441.921.864	531.681.204
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>463.884.719</b>	<b>548.729.811</b>	<b>853.192.580</b>	<b>1.019.924.055</b>	<b>1.406.106.996</b>	<b>1.162.733.645</b>

<b>EQUIPMENT COST AND FIXED CHARGES</b>	<b>2014</b>	<b>2015</b>	<b>2016</b>	<b>2017</b>	<b>2018</b>	<b>NET PRESENT VALUE</b>	
Costos de Inversión Generación	240.620.000,00	195.620.000,00	159.020.000,00	83.520.000,00		1.291.189.657	<b>13,2427</b>
Costos de Inversión Transmisión	125.307.664	138.864.538	139.145.791	150.324.186	0		
<b>FUEL COST</b>							
Combustible diésel (USD)	43.350.434	45.458.301	91.407.134	99.060.012	0	238.664.088	<b>2,4478</b>
<b>O&amp;M COST</b>							
O&M (USD) HIDROELÉCTRICAS	53.328.462	57.154.178	42.329.391	43.411.935	0	311.247.759	<b>3,1922</b>
O&M (USD) TERMOELÉCTRICAS	61.929.191	64.940.430	130.581.619	141.514.303	0		
O&M (USD) RENOVABLES	656.007.072	670.834.627	1.000.297.635	1.058.282.843	0		
<b>NET CASH FLOW (USD)</b>	<b>1.180.542.823</b>	<b>1.172.872.074</b>	<b>1.562.781.570</b>	<b>1.576.113.278</b>	<b>0</b>	<b>6.165.652.257</b>	<b>63,2361</b>
						<b>Usd/kWh</b>	<b>0,063236109</b>

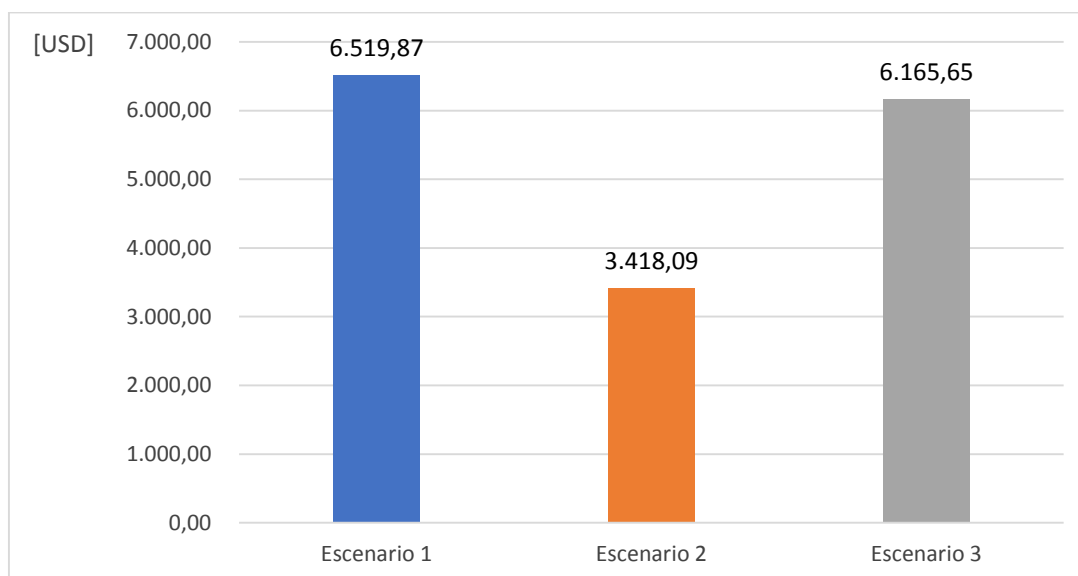
<b>Costo de generación (USD/kWh) :</b>	<b>HIDRO</b>	<b>TERMO</b>	<b>RENOVABLE</b>
variable	0,004528	0,02000	0,01375
Costo de compra (USD/kWh):			0,1
Costo de transmisión (USD/kWh):		0,01365	
Ahorro en transmisión 500kw	500.000.000		
<b>TOTAL COST (USD/kWh):</b>		<b>0,03365</b>	
FUEL COST (USD/MWH)	<b>14</b>		

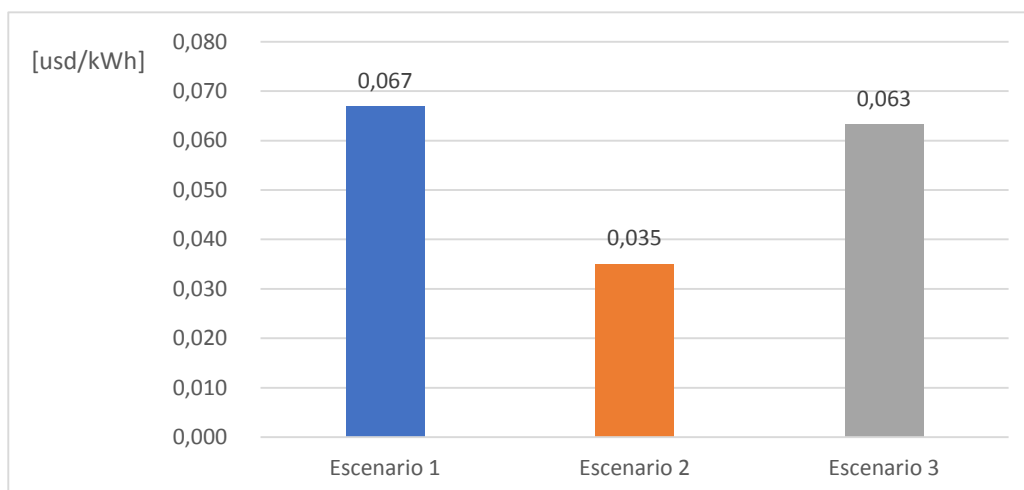
A continuación, se presenta una tabla de resumen de los resultados del valor presente neto del costo de energía para los tres escenarios:

**Tabla 11: Costo de la energía en usd/kWh para los tres escenarios**

	<b>Escenario 1</b>	<b>Escenario 2</b>	<b>Escenario 3</b>
<b>VPN flujo de caja [USD]</b>	6.519.870.815,17	3.418.092.528,61	6.165.652.256,52
<b>VPN demanda [Mw]</b>	97.502.081,95	97.502.081,95	97.502.081,95
<b>VPN Costo de energía [usd/kWh]</b>	0,067	0,035	0,063

**Gráfico 1: VPN del flujo de caja en millones de dólares**



**Gráfico 2: VPN del costo de la energía en [usd/kWh]**

En el gráfico anterior, se observa que el costo de la energía del escenario 1, que corresponde al real ejecutado por el gobierno, es mayor que cualquiera de los otros dos escenarios analizados. Esto significa que, de haberse ejecutado, ya sea el escenario dos o el escenario 3, el costo de la energía producida por el sistema de generación nacional, hubiese sido menor y, por tanto, hubiera existido un beneficio económico adicional para el país.

## 6. Modalidad de contratación comercial

Para el estudio realizado, se compara la modalidad de inversión estatal total con deuda versus el escenario 2 con modalidad de concesión, es decir, contratos de compraventa de energía (PPA) con una tarifa de compra de electricidad. Se consideró en este escenario que la transmisión de energía está a cargo del Estado y este es quien negocia los contratos de concesión con generadores privados.

En el escenario 2 se asume que el Estado no intervino en la inversión y en su lugar paga una tarifa que negocia con cada concesionario de cada una de las centrales de generación.

Para el escenario 3, se consideró que el Estado invirtió solamente en algunas centrales y no realizó la ejecución de aquellas que se encuentran incompletas como Coca

Codo Sinclair, Toachi Pilatón, Quijos o Machala Power. Tampoco se toma en consideración el sistema de transmisión de 500 KW para la central Coca Codo, y en su lugar, prefirió incentivar la generación de recursos naturales renovables no convencionales. Para este escenario entonces considera 600 MW adicionales en generación renovable fotovoltaica, biomasa, eólica y biogás, bajo la modalidad de concesión y la compra de esa energía por parte del Estado.

## **7. Programa de implementación**

El escenario 1 considera el programa que el gobierno ejecutó a través de la construcción de centrales hidroeléctricas, algunas pequeñas centrales renovables no convencionales y termoeléctricas. Lamentablemente algunos proyectos no se han concluido (coca Codo Sinclair con 1500 MW, Toachi Pilatón con 254,4 MW, Quijos con 50MW y Machala Power con 140 MW). La central Coca Codo ha presentado problemas técnicos que han retribuido en su operación, la cual no es a su entera capacidad de acuerdo al MEER.

Respecto al escenario 2, se considera que el sector privado debió construir todas las centrales de generación eléctrica. Si se asume que el sector privado es más eficiente, posiblemente habría sido en menor tiempo y en menor costo contando con mayor potencia disponible.

El escenario 3 por último, considera el aumento en la implementación de centrales renovables como una gran oportunidad pues son más pequeñas, de más rápida implementación y con gran impacto ambiental positivo por medio del sector privado.

## **8. Impacto ambiental**

En el escenario 1 con relación a los impactos medioambientales, la construcción de centrales hidroeléctricas a pesar de que no usan combustibles fósiles, produce impactos ambientales grandes. Esto se debe a que implican la construcción de embalses, captación de agua de ríos, construcción de represas y facilidades en sitios inaccesibles que, por lo general, pertenecen a áreas protegidas. El caso de Coca Codo se construyó en la reserva Coca Cayambe, la cual es una reserva que aprovecha las aguas del río Coca. La construcción de esta central implicó la afectación a la cascada de San Rafael considerada uno de los lugares turísticos más importantes de la selva amazónica. Las otras, aunque son pequeñas, implican igualmente daños ambientales (Iagua, s.f.).

La construcción de las dos termoeléctricas Esmeraldas y Machala Power, al ser centrales que usan combustibles fósiles contribuyen al aumento de la emisión de gases de efecto invernadero. En el caso de Termo Esmeraldas, es una central con motores de combustión de gran tamaño que, además de emitir gases al ambiente generan contaminación por ruido. En el caso de Machala Power la intención era quemar gas natural del golfo de Guayaquil, sin embargo, por problemas de ejecución, no se ha concluido.

Por estas razones en el escenario 3, se propuso la implementación de proyectos de energía renovable, en total 600 MW, para reemplazar la generación hidráulica y térmica. Se tomó en consideración que el Ecuador es un país rico en recursos naturales y zonas propicias para implementar estos proyectos. Estas centrales no presentaban dificultades y el Estado pudo haber buscado acuerdos con empresas privadas para fomentar su implementación. En la energía fotovoltaica, el recurso principal es la luz del sol, la cual no contamina, para la eólica, viento y la biomasa y biogás utilizan recursos y desperdicios

de origen vegetal que no implican combustibles o recursos no renovables. Estos proyectos únicamente requieren de infraestructura.

## **9. Beneficio económico a la sociedad**

Si bien la sociedad demanda energía, es necesario que haya una inversión racional de recursos para que ella se beneficie. Como se pudo observar en el análisis, el Estado decidió realizar inversión de aproximadamente cinco mil millones de dólares sin haber cumplido sus objetivos energéticos e incluso haber sobreexcedido la demanda sin eficiencia en la ejecución. Se ha dado una pérdida de recursos por lo que se demuestra que, los escenarios 2 y 3 tienen un VPN más bajo que el escenario 1. Esto demuestra que el costo de energía en estos escenarios hubiese sido menor. Si el Estado no hubiera invertido en los proyectos eléctricos y utilizaba el dinero en otros campos, o hubiese dejado de construir las grandes centrales y fomentado las renovables, habría un beneficio mayor.

En cuanto al monto en inversión que se generó para realizar los proyectos evaluados, se pudo haber realizado otro tipo de inversión en otros campos como educación o vivienda. El Estado pudo haber evitado incurrir en deuda, ya que estos proyectos fueron financiados de esa manera. Los costos del análisis no contemplan los costos de endeudamiento. Con respecto a la inversión extranjera directa, al dar paso al sector privado mediante concesiones, hubiera permitido mayor empleo, mayor transferencia de tecnología, más impuestos para el Estado ya que este se beneficia del impuesto a la renta de las empresas internacionales.

El escenario 3 demuestra que, a pesar de no construir Coca Codo Sinclair, el país sigue con una sobre capacidad de energía respecto a la demanda. Hubiera sido un ahorro de inversión y deuda si no se consideraba este proyecto. Por otro lado, se hubiese podido

realizar proyectos de energías renovables, inclusive, considerando en el análisis, un escenario conservador de incrementar en 600Mw esta energía. Con todo esto, el escenario 3 presenta así un menor costo.

Otro parámetro importante de análisis es que con la sobre capacidad que tiene el Ecuador en generación, se podría vender en grandes cantidades a los países vecinos, Colombia o Perú. Actualmente, a Colombia se vende energía en cantidades marginales. A Perú no, porque no existe un sistema de interconexión de transmisión adecuado entre Ecuador y sus vecinos. De hecho, de acuerdo con información de ARCONEL, están en estudio los proyectos de interconexión entre Ecuador y Colombia, y Ecuador y Perú a 500KV, proyectos que llevan más de 5 años en estudios y hasta la fecha no se han concretado. Estos permitirían una venta de energía significativa a estos países cuando lo requieran. El beneficio económico sería precisamente la venta de energía que puede redundar en beneficios socioeconómicos adicionales para el Ecuador.



## CONCLUSIONES

Se realizó una evaluación técnica- económica de proyectos de generación considerando la composición por tipo de fuente de energía y la demanda nacional correspondiente en el período de 2008'2017. El análisis incluyó la situación real de la matriz energética existente, así como los costos y beneficios de los proyectos construidos en el periodo indicado. A partir de esto se realizó un análisis de razonabilidad de los costos invertidos versus los beneficios obtenidos, siendo el resultado principal que, el escenario 1, presenta el mayor costo de energía eléctrica producida, tomando en cuenta los costos de inversión, costos de operación y mantenimiento, de transmisión y de combustible.

El escenario 1 analizado, tiene el costo de energía más alto, equivalente a 0,067 usd/kWh, que es mayor a cualquiera de los otros dos escenarios, siendo 0,035 usd/kWh para el escenario 2 y 0,063 usd/kWh para el escenario 3. Esto significa que no fue la mejor decisión del gobierno ejecutar el escenario 1 basado en el costo de la energía, y por otras razones técnicas y económicas evaluadas en el presente trabajo.

La inversión realizada incluso no ha servido, hasta la presente fecha, para aprovechar el excedente de generación para vender energía, en mayores cantidades, a los países vecinos porque no se cuenta con la infraestructura en transmisión necesaria.

El escenario 2 evaluado en el presente trabajo demuestra además que la intervención del sector privado, a través de inversión directa en proyectos de generación, habría permitido un mejor resultado económico para el país a través de gestión más eficiente en la ejecución de proyectos de inversión, reducción de la deuda del Estado y utilización de los recursos económicos en otras áreas más sensibles como salud, educación y vivienda.

De acuerdo al escenario 3, en el que se considera un aumento de la potencia de energía renovable, muestra ventajas en cuanto a la evaluación del escenario existente. A pesar de ser un valor conservador de 600 Mw, dado la existencia de recursos, este valor pudiera crecer significativamente. Para esto será necesario que el país defina claramente las condiciones jurídicas para que los inversionistas puedan invertir en estos proyectos.

El presente trabajo evidencia que se prefirió dar prioridad a la generación hidroeléctrica sin fomentar la energía renovable no convencional, la misma que tiene grandes ventajas en el país.

Varias de las centrales de generación evaluadas no están operando por problemas contractuales o de ejecución, por ejemplo, Toachi Pilatón no está terminada y Coca Codo Sinclair no opera al 100% de su capacidad. El sistema de transmisión de 500 kV que sirve para evacuar la energía de la central Coca Codo Sinclair, aún no está terminado de construir, a pesar de que han transcurrido más de 5 años desde el inicio de este proyecto.

El presente análisis confirma que hubo ineficiencia en el manejo de recursos, la inversión en proyectos de generación eléctrica no tuvo los resultados esperados y pudo haber estado enfocada en otras áreas de mayor necesidad de la sociedad.

Por otro lado, la matriz energética continuó siendo fundamentalmente de energía hidroeléctrica y de energía proveniente de combustibles fósiles. Se hizo muy poco en incorporación de energía proveniente de fuentes renovables no convencionales. El presente estudio, específicamente el escenario 3 analizado, evidencia que hubiese sido una mejor opción para el país y la sociedad el aprovechamiento de fuentes de energía más limpias y renovables como eólica, fotovoltaica y biomasa.

## RECOMENDACIONES

Se recomienda divulgar el presente trabajo en las facultades de Economía y Finanzas, así como en el Colegio Politécnico y profundizar en estudios de aprovechamiento e implementación de las alternativas de nueva generación con energías renovables no convencionales.

Se recomienda realizar talleres en las empresas públicas que están a cargo de los proyectos y de las políticas del sector eléctrico, en temas de gestión y evaluación de proyectos de inversión.

Si bien las centrales hidroeléctricas representan un avance para la contribución medioambiental, es fundamental poder realizar un estudio más profundo de cómo se puede aprovechar aún más los otros tipos de recursos renovables no convencionales. Sin duda es importante que los gobernantes a cargo de estas políticas, puedan realizar un trabajo más consciente y eficiente en donde se puedan optimizar los recursos públicos para invertir en proyectos en los cuales se busque la eficiencia energética, beneficios económicos y sobre todo el bienestar social y medioambiental.

## Referencias Bibliográficas

- ARCONEL. (septiembre de 2018). Atlas del aector Eléctrico Ecuatoriano 2017. Quito, Ecuador.
- Arroyo, M. (30 de 05 de 2008). *Nuevas fuentes de energía para un futuro sostenible ¿Petróleo caaro o protección del medio?* Obtenido de X Coloquio Internacional de Geocrítica: <http://www.ub.edu/geocrit/-xcol/143.htm>
- Bastidas Alvear, E. R. (2016). *Análisis y evaluación de la gestión de proyectos de inversión del sistema nacional de transmisión eléctrica del Ecuador realizado entre los años 2010 a 2014*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Borenstein, S., & Bushnell, J. (04 de 2015). *The U.S. Electricity Industry After 20 Years of Restructuring*. Obtenido de NBER Working Paper Series.
- Diario El Telégrafo. (22 de 10 de 2016). *El país contará con una capacidad de 8.569 MW*. Obtenido de El Telégrafo: <https://www.eltelegrafo.com.ec/noticias/economia/8/el-pais-contara-con-una-capacidad-de-8-569-mw>
- El Comercio. (04 de 12 de 2017). *Ecuador subutiliza el 48% de la potencia eléctrica instalada*. Obtenido de El Comercio: <http://www.elcomercio.com/actualidad/ecuador-subutiliza-potencia-energia-electrica.html>
- El Universo. (25 de 05 de 2014). *La energía térmica prima en Ecuador*. Obtenido de El Universo: <https://www.eluniverso.com/vida-estilo/2014/05/25/nota/3006176/energia-termica-prima-ecuador>
- Escuela de Organización Industrial. (2011). *¿Cómo funcionan las centrales de Biomasa?* Obtenido de EOI: <https://www.eoi.es/blogs/juanmiguelsanchez/2011/11/12/%C2%BFcomo-funcionan-las-centrales-de-biomasa/>
- Evaluación Económica. (2006). *Definición de evaluación económica*. Obtenido de Evaluación económica de proyectos de cooperación: [http://www.dhl.hegoa.ehu.es/iedl/Materiales/19\\_Evaluacion\\_economica.pdf](http://www.dhl.hegoa.ehu.es/iedl/Materiales/19_Evaluacion_economica.pdf)
- Foro Nuclear. (22 de junio de 2010). *¿Cómo se clasifican las fuentes de energía?* Obtenido de Foro Nuclear: <https://www.foronuclear.org/es/100957-faqas-sobre-energia/capitulo/115488-icomo-se-clasifican-las-fuentes-de-energia>
- Foro Nuclear. (22 de junio de 2010). *¿Qué es una central hidroeléctrica?* Obtenido de Foro Nuclear: <https://www.foronuclear.org/es/100957-faqas-sobre-energia/capitulo-8/115751-105-ique-es-una-central-hidroelectrica>
- Foro Nuclear. (22 de junio de 2010). *Energía y fuentes de energía*. Obtenido de Foro Nuclear: <https://www.foronuclear.org/es/energia-nuclear/faqas-sobre-energia/capitulo-1/115490-ique-es-la-potencia>
- Grupop CEL. (2013). *¿Cómo funciona una central geotérmica?* Obtenido de La GEO: <http://www.lageo.com.sv/?cat=1009>
- Heal, G. (06 de 2009). *The Economics of Renewable Energy*. Obtenido de NBER Working Paper Series: <http://www.nber.org/papers/w15081.pdf>

- Henderson, R., & Newell, R. G. (11 de 2010). *Accelerating Energy Innovation: Insights from multiple sectors*. Obtenido de NBER Working Paper Series.
- iagua. (s.f.). *Según un estudio, el coste social y ambiental de las centrales hidroeléctricas está subestimado*. Obtenido de iagua: <https://www.iagua.es/noticias/agencia-fapesp/segun-estudio-coste-social-y-ambiental-centrales-hidroelectricas-esta>
- Ministerio de Electricidad y Energía Renovable. (2017). *Plan Nacional de Eficiencia Energética*. Quito: Manthra Comunicación.
- Perez, D. (08 de 02 de 2017). *La gran conquista de la energía limpia*. Obtenido de Omicrono: <https://omicrono.elespanol.com/2017/02/paises-mas-inversores-energias-renovables/>
- Popp, D., Newell, R. G., & Jaffe, A. B. (04 de 2009). *Energy, The Environment, and Technological Change*. Obtenido de NBER Working Paper Series: <http://www.nber.org/papers/w14832.pdf>
- Sapag Chaín, N. (2007). *Proyectos de Inversión. Formulación y Evaluación*. México: Pearson Educación de México S.A. .
- Villagómez, P. (2000). *Proyecto para mejorar el factor de potencia en el sector industrial*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.